目　　录

第一篇　鄂尔多斯盆地

第一章　概　况 ………………………………………………………… (3)
　第一节　地理概况 …………………………………………………… (3)
　第二节　油气勘探概况 ……………………………………………… (5)
第二章　勘探历程 ……………………………………………………… (10)
　第一节　油气勘探阶段的划分 ……………………………………… (10)
　第二节　油气勘探特点 ……………………………………………… (18)
第三章　地层 …………………………………………………………… (23)
　第一节　中上元古界—下古生界 …………………………………… (23)
　第二节　上古生界—三叠系、侏罗系 ……………………………… (40)
　第三节　白垩系—新生界 …………………………………………… (55)
第四章　构　造 ………………………………………………………… (62)
　第一节　盆地演化 …………………………………………………… (62)
　第二节　区域构造单元划分 ………………………………………… (67)
　第三节　局部构造特征 ……………………………………………… (69)
　第四节　构造与油气分布的关系 …………………………………… (77)
第五章　沉积史 ………………………………………………………… (79)
　第一节　中晚元古代及早古生代海相沉积 ………………………… (79)
　第二节　晚古生代—中三叠世海陆交替相到陆相沉积 …………… (87)
　第三节　晚三叠世—中侏罗世陆相沉积 …………………………… (96)
　第四节　白垩纪—新生代沉积 ……………………………………… (103)
第六章　油气生成 ……………………………………………………… (104)
　第一节　中上元古界及下古生界海相烃源岩 ……………………… (104)
　第二节　上古生界煤系烃源岩 ……………………………………… (107)
　第三节　中生界陆相生油气层 ……………………………………… (124)
第七章　储集层 ………………………………………………………… (133)
　第一节　陆相碎屑岩储集层 ………………………………………… (133)
　第二节　海相碳酸盐岩储集层 ……………………………………… (149)
第八章　水文地质 ……………………………………………………… (156)

第一节　水文地质旋回 …………………………………………… (156)
第二节　三叠系水文地质 ………………………………………… (157)
第三节　侏罗系水文地质 ………………………………………… (170)
第九章　天然气 ……………………………………………………… (175)
第一节　中生界 ……………………………………………………… (175)
第二节　上古生界 …………………………………………………… (181)
第三节　下古生界与中上元古界 ………………………………… (205)
第十章　油气藏类型及形成条件 ………………………………… (220)
第一节　油气藏类型 ………………………………………………… (220)
第二节　油气藏形成条件 ………………………………………… (233)
第十一章　油气田地质各论 ……………………………………… (253)
第一节　侏罗系油田 ……………………………………………… (253)
第二节　三叠系油田 ……………………………………………… (297)
第三节　上古生界天然气田(藏) ………………………………… (317)
第十二章　石油地质基本特征及勘探方向 ……………………… (324)
第一节　石油地质基本特征 ……………………………………… (324)
第二节　勘探方向 …………………………………………………… (326)
参考文献 ……………………………………………………………… (330)

第二篇　外围盆地

第一章　河套盆地 ……………………………………………………… (333)
第一节　概　况 ……………………………………………………… (333)
第二节　地　层 ……………………………………………………… (333)
第三节　构　造 ……………………………………………………… (340)
第四节　沉积相 ……………………………………………………… (346)
第五节　生储油层 …………………………………………………… (351)
第六节　区块评价 …………………………………………………… (354)
第二章　银川盆地 ……………………………………………………… (362)
第一节　概　况 ……………………………………………………… (362)
第二节　地　层 ……………………………………………………… (364)
第三节　沉积相 ……………………………………………………… (366)
第四节　构　造 ……………………………………………………… (367)
第五节　生油层 ……………………………………………………… (370)
第六节　储集层 ……………………………………………………… (370)
第七节　综合评价及有利区预测 ………………………………… (371)

第三章　六盘山盆地 …………………………………………………………… (372)
第一节　概　况 …………………………………………………………… (372)
第二节　地　层 …………………………………………………………… (375)
第三节　沉积相 …………………………………………………………… (377)
第四节　构　造 …………………………………………………………… (382)
第五节　生储油层 ………………………………………………………… (386)
第六节　成油组合及区块评价 …………………………………………… (388)
第四章　渭河盆地 ………………………………………………………… (391)
第一节　概　况 …………………………………………………………… (391)
第二节　地　层 …………………………………………………………… (391)
第三节　沉积相 …………………………………………………………… (397)
第四节　构　造 …………………………………………………………… (399)
第五节　生储油层 ………………………………………………………… (405)
第五章　巴彦浩特盆地 …………………………………………………… (414)
第一节　概　况 …………………………………………………………… (414)
第二节　地　层 …………………………………………………………… (416)
第三节　沉积相 …………………………………………………………… (420)
第四节　构　造 …………………………………………………………… (423)
第五节　生储油层 ………………………………………………………… (430)
第六节　成油地质条件 …………………………………………………… (436)
第七节　区块评价 ………………………………………………………… (443)
第六章　银根盆地 ………………………………………………………… (444)
第一节　概　况 …………………………………………………………… (444)
第二节　地　层 …………………………………………………………… (444)
第三节　构　造 …………………………………………………………… (450)
第四节　生油层 …………………………………………………………… (453)
第五节　储集层 …………………………………………………………… (461)
第六节　成油地质条件 …………………………………………………… (463)
第七节　含油评价 ………………………………………………………… (464)
第七章　雅布赖盆地 ……………………………………………………… (466)
第一节　概　况 …………………………………………………………… (466)
第二节　地层及沉积相 …………………………………………………… (466)
第三节　构　造 …………………………………………………………… (472)
第四节　生油层及含油气远景 …………………………………………… (475)
第八章　定西盆地 ………………………………………………………… (477)

第一节 概 况 …………………………………………………… (477)
第二节 地 层 …………………………………………………… (477)
第三节 构 造 …………………………………………………… (483)
第四节 生储油层 ………………………………………………… (486)
第五节 含油远景 ………………………………………………… (487)
第九章 外围盆地勘探方向 ……………………………………… (488)
第一节 外围盆地特点 …………………………………………… (488)
第二节 各盆地含油气远景评价 ………………………………… (489)
第三节 各盆地的勘探方向 ……………………………………… (490)

CONTENTS

Part Ⅰ Ordos basin

1. Itroduction
   1.1 Geography
   1.2 summary of Hydrocabon Exploration
2. Outlined History of Hydrocabon Exploration
   2.1 Stages of Hydrocabon Exploration
   2.2 Characteristics of Hydrocabon Exploration
3. Stratigraphy
   3.1 Middle–Upper Proterozoic to Lower Paleozoic
   3.2 Upper Paleozoic to Triassic and Jurassic
   3.3 Cretaceous to Cenozoic
4. Tectonic
   4.1 Basin Evolution
   4.2 Tectonic Units
   4.3 Characteristics of Local Structure
   4.4 Relationship between Tectonics and Petroleum Distribution
5. Sedimentary History
   5.1 Marine Sediments From Middle–Late Proterozoic to Early Paleozoic
   5.2 Marine and Non–marine Alternation of Late Paleozoic to Continental sediments of Middle Triassic
   5.3 Continental Sediments of Late Triassic to Middle Jurassic
   5.4 Cretaceous to Cenozoic Sedimentation
6. Generation of Oil and Gas
   6.1 Marine Hydrocabon Source Rocks in Middle–Upper Proterozoic to Lower Paleozoic
   6.2 Hydrocabon Source Rocks in Upper Paleozoic Coal Series
   6.3 Oil and Gas Source Rocks of Mesozoic Continental Deposits
7. Reservoir Rocks
   7.1 Continental Clastics
   7.2 Marine Carbonates
8. Hydrogeology
   8.1 Hydrogeologic Cycles
   8.2 Triassic Hydrogeology
   8.3 Jurassic Hydrogeology
9. Natural Gas
   9.1 Mesozoic
   9.2 Upper Paleozoic
   9.3 Lower Paleozoic and Middle–Upper Proterozoic

10. Oil and Gas Pools and Their Forming Conditions
10.1 Types of Oil and Gas Pools
10.2 Forming Conditions of Oil and Gas Pools
11. Geological Discussion on Oil and Gas Fields
11.1 Jurassic Oil Fields
11.2 Triassic Oil Fields
11.3 Upper Paleozoic Natural Gas Fields (Pools)
12. Basic Features of Petroleum Geology and Exploration Direction
12.1 Basic Features of Petroleum Geology
12.2 Exploration Direction
References

Part II Basins adjacent to Ordos

1. Hetao Basin
1.1 Introduction
1.2 Stratigraphy
1.3 Tectonics
1.4 Depositional Facies
1.5 Source Rocks and Reservoir Rocks
1.6 Evaluation by Zone
2. Yinchuan Basin
2.1 Introduction
2.2 Stratigraphy
2.3 Depositional Facies
2.4 Tectonics
2.5 Source Rocks
2.6 Reservoir Rocks
2.7 Evaluation and Prediction of Favorable Area
3. Liupanshan Basin
3.1 Introduction
3.2 Stratigraphy
3.3 Depositional Facies
3.4 Tectonics
3.5 Source Rocks and Reservoir Rocks
3.6 Accumulation and Evaluation of Hydrocarbon
4. Weihe Basin
4.1 Introduction
4.2 Stratigraphy
4.3 Depositional Facies
4.4 Tectonics

4.5 Source Rocks and Reservoir Rocks
5. Bayanhaote Basin
5.1 Introduction
5.2 Stratigraphy
5.3 Depositional Facies
5.4 Tectonics
5.5 Source Rocks and Reservoir Rocks
5.6 Geological Conditions of Petroleum Formation
5.7 Evaluation by Zone
6. Yingen Basin
6.1 Introduction
6.2 Stratigraphy
6.3 Tectonics
6.4 Source Rocks
6.5 Reservoir Rocks
6.6 Geological Conditions of Petroleum Formation
6.7 Petroliferous Prospect
7. Yabulai Basin
7.1 Introduction
7.2 Stratigraphy and Depositional Facies
7.3 Tectonics
7.4 Source Rocks and Petroliferous Prospects
8. Dingxi Basin
8.1 Introduction
8.2 Stratigraphy
8.3 Tectonics
8.4 Source Rocks and Reservoir Rocks
8.5 Petroliferous Prospects
9. Exploration Directions of Basins Adjacent to Ordos
9.1 Features of Basins
9.2 Evaluation of Petroliferous Prospects by Basin
9.3 Exploration Direction of Different Basin

第一篇　鄂尔多斯盆地

第一章 概 况

第一节 地理概况

鄂尔多斯盆地是我国大型沉积盆地之一，面积25万平方公里。东以吕梁山，南以金华山、嵯峨山、五峰山、岐山，西以桌子山、牛首山、罗山、北以黄河断裂为界，轮廓呈矩形。位于东径106°20′～110°30′北纬35°～40°30′地区，跨陕、甘、宁、蒙、晋五省区。是一个古生代地台及台缘坳陷与中新生代台内坳陷叠合的克拉通盆地，已知沉积岩累计厚度5～18公里。(图1-1-1，图1-1-2)。

盆地周边断续被山系包围，山脉海拔一般在2000米左右。盆地内部相对较低，一般海拔800～1400米。大致以长城为界，北部为干旱沙漠草原区，著名的计有毛乌素沙漠、库布齐沙漠等。南部为半干旱黄土高原区，黄土广布，地形复杂。盆地外围临近三大冲积平原，即贺兰山以东的银川平原，狼山—大青山以南的黄河河套平原，秦岭以北的关中平原，地形平坦，交通便利，物产丰富，为本区油气勘探的发展提供了有利条件。

盆地的西北、北、东三面为黄河环绕，盆地内的水系均属黄河水系。泾河、环江、葫芦河、洛河、延河、清涧河、无定河、秃尾河、窟野河等自北西流向东南，汇入黄河。清水河、苦水河、都思兔河自东南流向西北，汇入黄河。沙漠平原区多为间歇河，大都注入沙漠湖泊或盐沼地。地面河流常流量不大，旱季常干涸无水，且水质不佳，但地下水资源丰富，第四系、白垩系均有含水砂层，可获高产淡水，除满足油田工业及生活用水外，部分还支援了农业。

盆地范围内属大陆性干旱和半干旱气候。北部沙漠草原区。年平均温度8℃平均最低温度（一月）为-10℃，平均最高温度（七月）为24℃；沙漠地区冬季最低温度降至-30℃，夏季最高温度可达40℃；区内全年降雨量为250～300毫米，夏秋季降雨量约占70%，而蒸发量在2000毫米以上，冬、春季节多风沙，霜降期在十月初，结冰期在十一月初。南部黄土高原区年平均温度9～10℃，平均最低温度（一月）为-3～-10℃，平均最高温度（七月）为22～24℃，无霜期六个月左右，年降雨量300～600毫米，七至九月份的降雨量占一半以上，且多暴雨，时有冰雹。

长城以北人口稀少，为汉、蒙杂居区，以畜牧业为主。宁夏地区回、汉杂居，其他地区均以汉民为主，主要从事农业生产。邻区银川平原的大米久负盛名，关中平原主产小麦，产量占陕西全省产量的半数以上。陕北、陇东则产小麦、玉米、小米等。

盆地内矿产资源丰富，煤炭广布于全区，尤以渭北、华亭、石咀山、晋西等地最为著称，最近又在神木、府谷等地区探明了特大煤田。铁、锰、铜、铅等金属矿产，在外围山区已有发现。天然碱和食盐的储量也很丰富。

交通尚称便利，铁路有京包线西接兰包线，陇海线横贯盆地南缘。航空线有西安、包头、银川、延安、西峰等机场与全国主要城市通航。公路除长城以北沙漠地区较少外，南部各地、县及油区内均有干线连通。

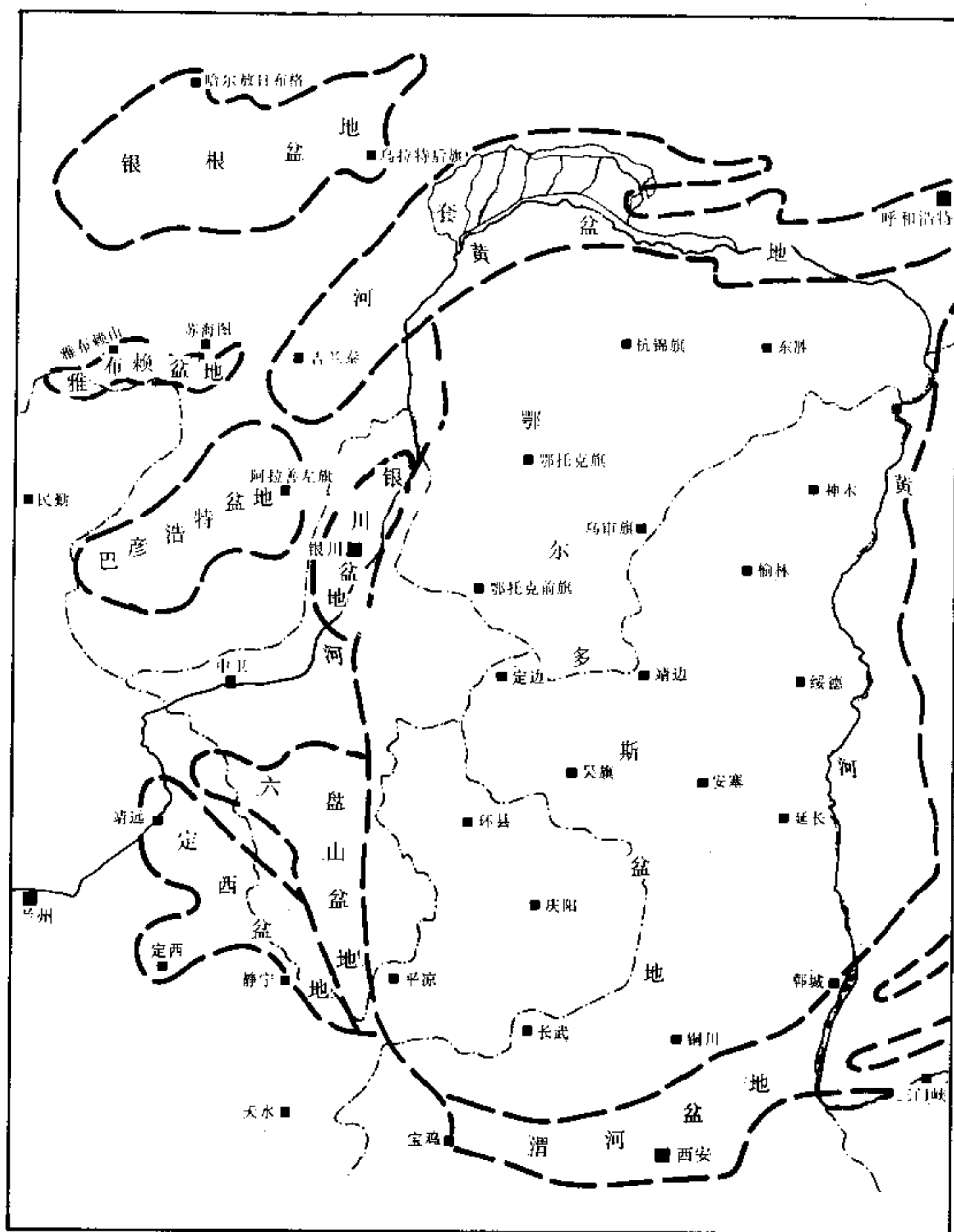


图1-1-1 鄂尔多斯及外围盆地位置图

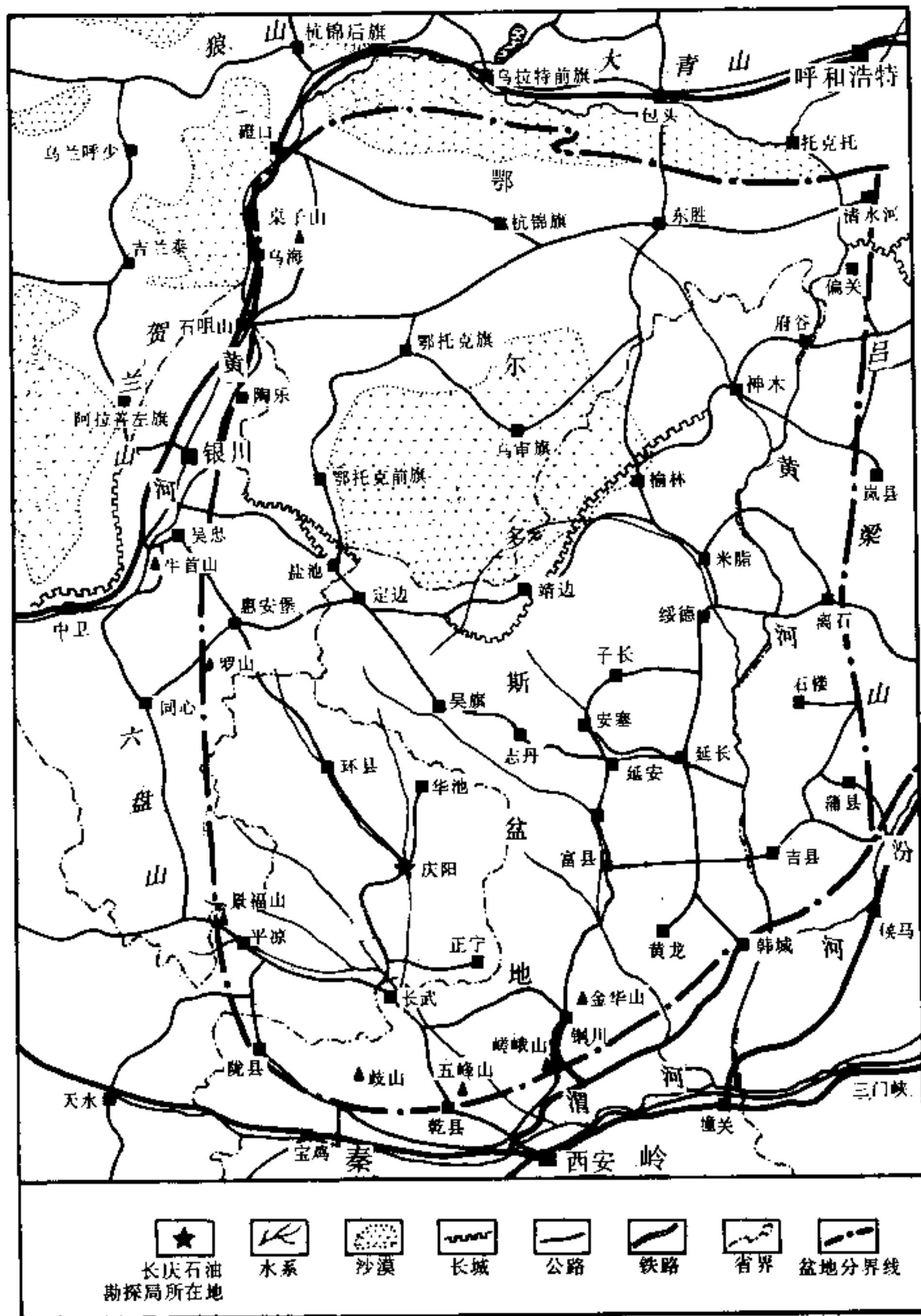


图 1–1–2　鄂尔多斯盆地交通位置图

第二节　油气勘探概况

一、主要勘探工作量

在地质矿产部和陕、甘、宁、蒙、晋五省区的协作配合下，全区的石油天然气勘探工作

截止 1988 年底，累计完成以下工作量❶。

地质普查 21.5887 万平方公里，基本包括了鄂尔多斯盆地全境。其中详查面积 9.3736 万平方公里，除对盆地的地质概况基本查清以外，并对盆地西缘、南缘及晋西等地面局部构造发育区，全部进行了详查、细测（图 1-1-3）。

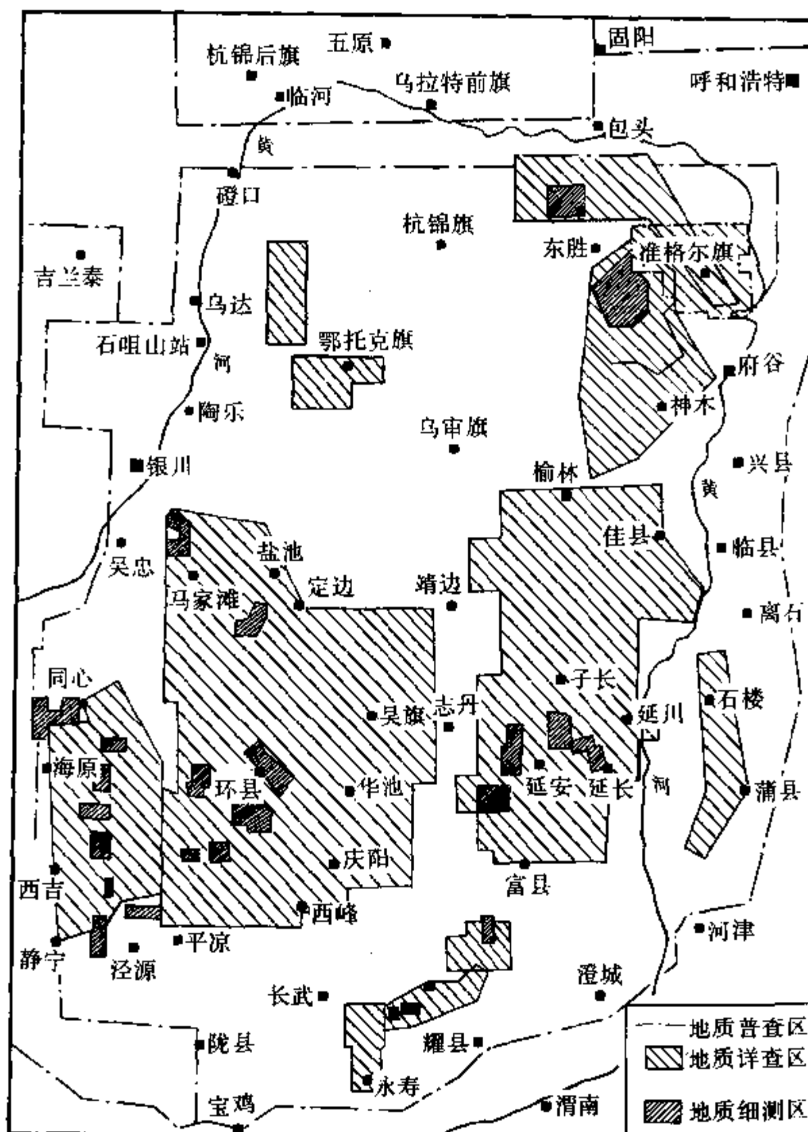


图 1-1-3　鄂尔多斯盆地石油地质调查程度图

重力普查、详查面积 59.194 万平方公里。磁力普查、详查面积 47.87 万平方公里。对鄂尔多斯盆地全境及部分外围地区进行了整体地球物理勘探，查明了盆地基底结构及沉积岩厚度。并对重点地区进行了重、磁力详查，其中重力详查面积 22.55 万平方公里，磁力详查面积 11.23 万平方公里（图 1-1-4）。

完成地震测线 9.14 万公里，1970 年以后完成 7.03 万公里，其中多次覆盖剖面 4.51 万

❶长庆油田1970～1988年石油地质勘探开发年报。

公里，占64%。在盆地南部黄土塬地区沿沟作了弯曲剖面，在天环坳陷北段及西缘冲断构造带完成了2×2、2×4公里详查，发现了许多潜伏构造。

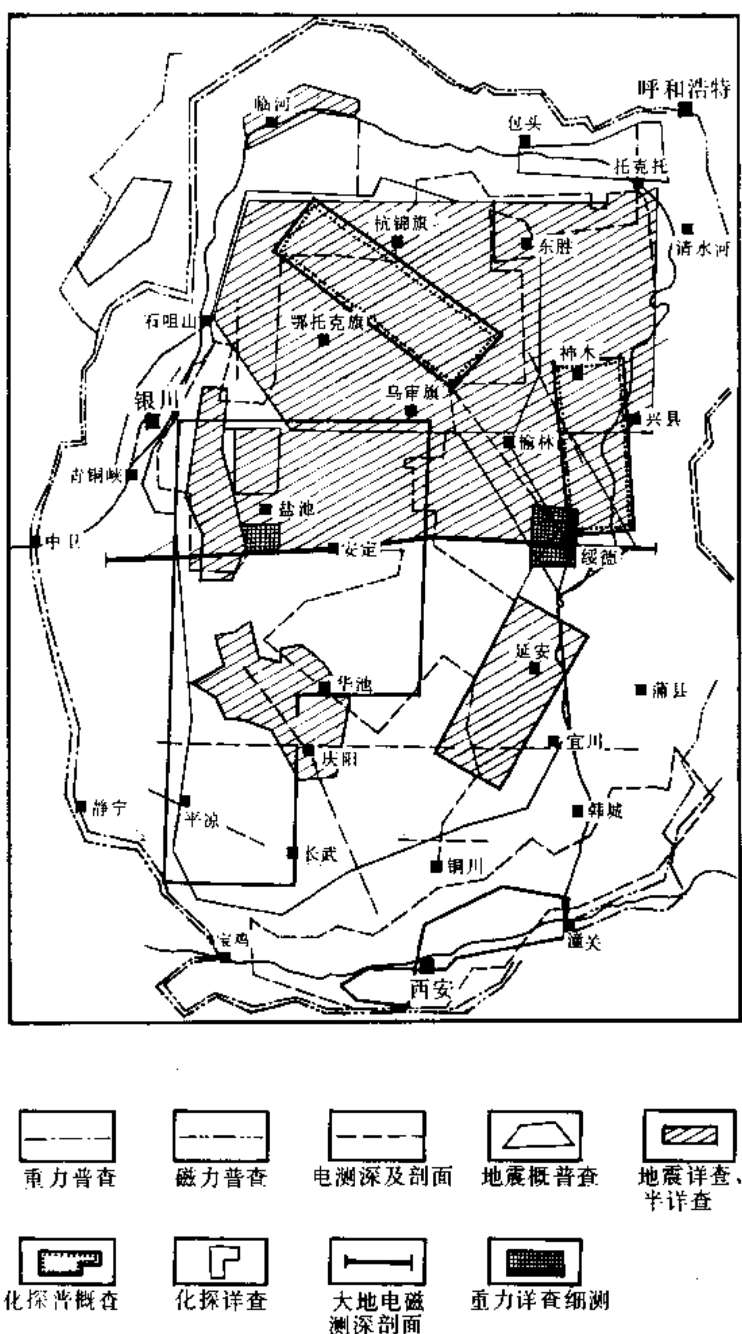


图1—1—4 鄂尔多斯盆地地球物理勘探程度图

油气地表地球化学勘探及航空物化探寻找油气田试验测线共计完成28776公里，取得了一定效果，天池、林家湾构造都见含气显示，从而指出了部分钻探有利地区。

另外，还完成了电测深剖面1.384万公里，大地电流详查剖面3.7615万公里。

盆地内共钻各类井7481口，总进尺695.8469万米（含延长油矿钻井3446口，银川石

油勘探指挥部钻井 649 口)。其中 1970 年开展大规模石油勘探以来，完成各类井 3386 口，包括探井 1732 口，生产井 1654 口，总进尺 551.6926 万米。取芯进尺 8.87 万米，实取岩芯 7.58 万米，平均收获率 87.7%。试油 6533 层，压裂 6798 井次，测井 3547 口。

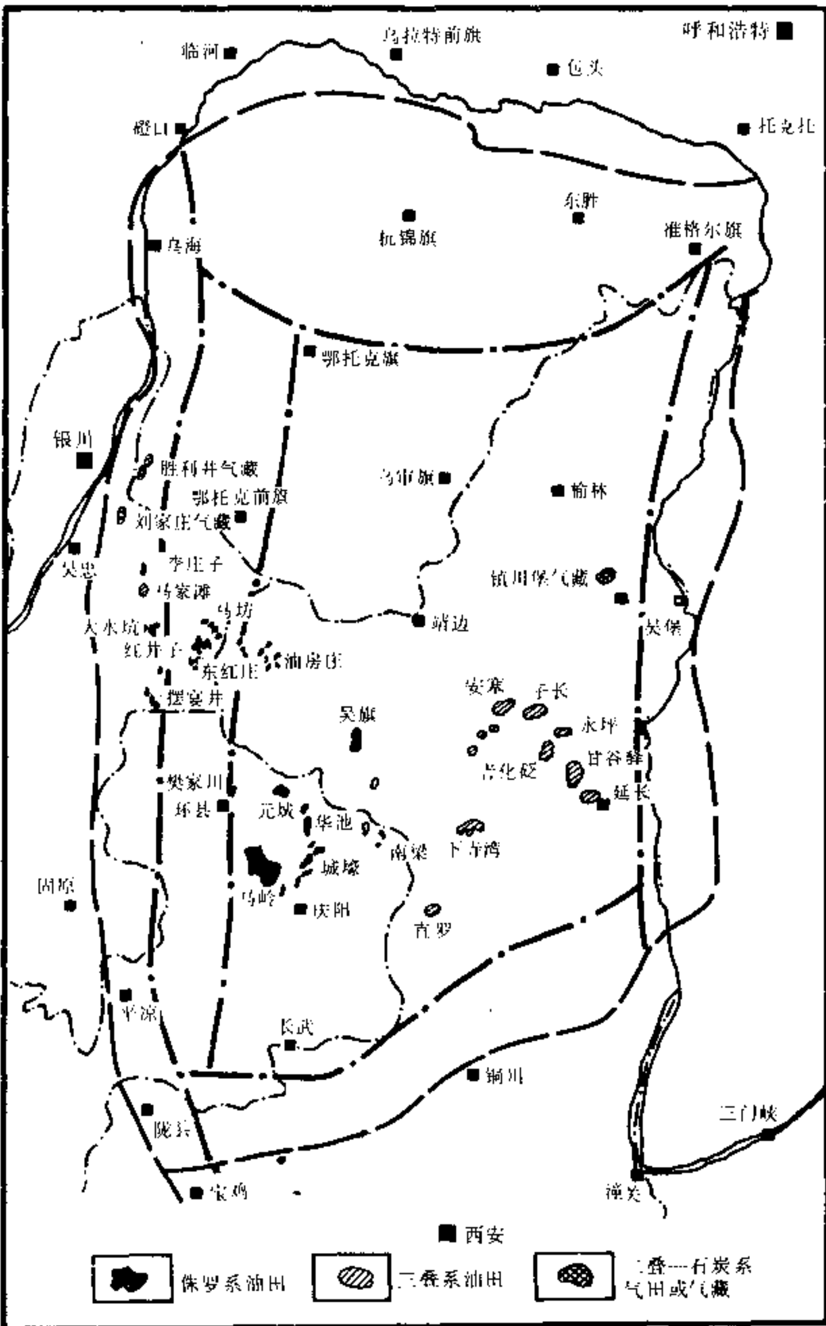


图 1-1-5　鄂尔多斯盆地油气田分布图

二、主要勘探成果

1.技术理论方面

1）初步认识了叠合克拉通盆地的石油地质特征及油气藏形成的特殊规律。为我国叠合克拉通盆地的油气勘探初步开拓了一条路子。

2）比较成功地进行了古河道砂体古地貌披盖油田的勘探与开发，建立了古河道古地貌油田模式，丰富了石油地质学理论。摸索出了行之有效的勘探开发古河道、古地貌油田的工艺技术。

3）上三叠统延长组油田以低渗透率或特低渗透著称于国内外。经过近一个世纪以来的实践，初步形成和发展了勘探与开发这类油层的配套技术。使低经济价值的油层明显升值，无经济价值的油层，开始有了经济价值。

2.成果方面

1）发现了三套主要勘探目的层：中生界中、下侏罗统、上三叠统已经发现了一系列油田，并投入开发；上古生界下二叠—上石炭统，已发现三个气田和一批工业性气井；在下古生界寒武—奥陶系也有重要发现，可望获得较大型气田。

2）累计找到23个油田（含延长地区5个油田）和3个气田（图1-1-5）。油田计有甘肃省的马岭、华池、城壕、元城、南梁、樊家川；宁夏自治区的红井子、马坊、摆宴井、大水坑、李庄子、马家滩；陕西省的延长、甘谷驿、青化砭、永坪、子长、直罗、下寺湾、吴旗、安塞、东红庄，油房庄。气田计有宁夏的刘家庄、内蒙的胜利井（包括胜利井北）和陕西的镇川堡。

第二章 勘探历程

鄂尔多斯盆地的油气勘探工作已经走过了82个年头（1907～1988）。在此期间，油气勘探区域由陕北一隅扩展到全盆地；勘探深度由浅层扩展到深层；勘探层位由中生界扩展到古生界；勘探对象由背斜油气藏扩展到隐蔽油气藏；勘探方法由单一工种发展到多工种联合作业。这是一个“实践、认识、再实践，再认识，”对油气地质规律不断深化的过程，也是一部“开拓、发展、再开拓、再发展，”油气田不断增多的创业的历史。

盆地东南部延长、富县、宜君一带，中生界含油岩系——三叠系延长组和侏罗系延安组广泛出露地面，形成大量油苗。早在公元一世纪，东汉历史学家班固（公元32～92年）所著的《汉书·地理志》中就有“高奴（今陕北延长一带）有洧水可爇（燃）”的记载。北宋科学家沈括（公元1031～1095年）在《梦溪笔谈》中也称“鄜延（今富县、延安一带）境内有石油，旧说高奴县出脂水，即此也”。并科学地预言“此物后必大行于世”，“石油至多，生于地中无穷后必大兴于世”。自此，“石油”一词沿用至今。陕北地区既是我国最早发现、认识石油的地方，也是最先采集石油并加以应用的地方。《元一统志》（公元1286～1303年）中有下述记载：“延安路石油条，鄜州石脂、石油条”；“延长县南迎河有凿开石油一井，其油可燃……岁纳壹佰壹拾（市）斤”；“延川县西北八十里永坪村有一井，岁办四百斤，入路之延丰库”；“宜君县西二十里姚曲村石井中，汲水澄而取石油”。可见，当时不仅有了油砂含油产状的描述，而且产生了将“凿井汲水”用于“凿井取油”的概念。诚然，当时的油井乃人工所凿。

由于陕北油苗区接近我国内地，最易引起当局的注意。所以，早期石油勘探活动理所当然地从此开始。这样，延长、延安、延川地区遂成为我国大陆上石油工业的发祥地。

第一节 油气勘探阶段的划分

鄂尔多斯盆地的石油勘探历程可划分为三大阶段八个时期。

一、石油勘探初始阶段（1907～1949年）

该阶段的基本特点是根据油苗，按照当时国外的经验，用地面地质的方法从事石油勘探。具体分三个时期：

1.清末石油官厂时期（1907～1913年）

光绪29年（1903年），陕西省大荔县人于彦彪与德人（世昌洋行）合约开采陕北石油，陕西当局上奏清廷试办延长石油厂，次年10月获准，拨地方官款银八万一千两为开办资本，取油样化验，认为油质“胜于东洋，能敌美产”，于是聘请日本技师，购买日本钻机在陕北进行石油勘探，于光绪33年（1907年）6月5日开始钻探我国大陆第一口油井——延1井，9月6日钻至井深68.89米见油，9月10日加深至81米完井，在上三叠统延长组获日产油1～1.5吨的良好成果，1907～1934年间共产油2550吨，占石油厂同期总产量的89%，这口井的钻成并出油，标志着中国近代石油工业的诞生。

宣统3年（1911年）6月，当局又聘请日本大冢博士及一名测绘师，绘制延长县一带的地形图及地质图。次年钻了三口井深100～106米的探井，其中2号井日产油150公斤，3

号井见少量原油，4号井为干井。

这一时期的石油勘探工作，主要依靠日本技术，其主要成果是化验油样，使用机械动力钻井及绘制小范围的地质图，认识延长油井的低产特征。

2.民国实业厅、资源委员会时期（1914～1934年）

1914年2月，北洋政府与美孚石油公司签订《中美合办油矿条约》，并派熊希令为督办，成立中美油矿事务所，专职勘探、开发延长油矿。美孚石油公司派马栋臣(F.G.Clapp)、王国栋（L.M.Fuller）等六名地质师和五名测绘技师与中方的吴桂灵、何家亨等九人合作，在陕北地区开展地质调查、地形测量和钻探工作。1915～1918年，先后钻井7口，其中黄陵县境内2口，肤施（延安）县境内2口，延长县境内2口，同官（铜川）县境内1口，井深650～1000米，共投资270万元，因未获重大发现，乃决议停办油矿。

这一阶段的勘探认识，明确地反映在后来王国栋发表的"中国的勘探"[1]一文中，他写道"在陕北地区没有一口井的产量可以认为有工业价值，我认为勘探中没有获得成功的原因，是砂岩层系的巨大厚度……如果有页岩为盖层的话，含油远景将会好一些"。他在另一篇文章"中国东北部的含油远景"[2]中写道："陕北盆地整个地层剖面中砂、岩含量太多，盆地边缘地区褶皱作用太强烈，变质作用可能太高，而盆地中部主要是单斜，倾角平缓，故不可能有大量石油聚集"。

马栋臣、王国栋等将他们的上述观点向美孚公司报告后，美孚生产部又派阿士德等五名地质师及四名测绘师赴陕北，逐一复查马栋臣等人的观点。阿士德的结论是："对陕西省经一年半之详细观察，凿井试油7处，既未证明其为有经济价值之油田，亦未能证实其为无经济价值之油田。但不论其有无经济价值，以今日该省交通及销售情况而论，殊不能经营获利。余今为断语曰："陕西中部有石油，其为小量之石油，已有充分证据，是否能有中量，尚在未可逆量，至于大量石油恐其未必能有"。[3]

这一时期的石油勘探工作主要依靠美国技术。其特点：一是在区域上展开，向深部钻探；二是认真作地质普查，按"背斜论"找油；三是重视盖层作用；四是考虑交通和销售，经营思想浓厚。

1923年，中央地质调查所派王竹泉来陕北进行石油地质调查。他根据采到的化石，纠正了美国地质师马栋臣对地层划分的错误。1931年王竹泉又与潘钟祥等调查侏罗系与三叠系的接触关系。次年继续在绥德、清涧、延川、延安、延长等地进行地质普查，特别对油页岩的分布进行了详细地了解。他们将其调查成果写成"陕北油田地质"一文，刊于《地质学报》第20期（1933年）。这为后来潘钟祥教授创立陆相生油理论奠定了基础。

1934年7月，在延长县成立陕北油矿探勘处。根据王竹泉等所定的井位，先后钻井7口，其中4口井在延长县，井号为101、102、103、104。101井于井深101米钻遇旺油，初日产油1.5吨，其它3口井为低产，初日产油0.03～0.05吨不等，产层都属长6[4]；另外3口井在延川县永坪村，井号为201、202、203。201井产量较高，初日产油3吨；202、203井产量甚低，层位属长2。

---

[1] Exploration in China，A.A.P.G VOL3，1919。

[2] Oil Prospects in North-Eeastern China，A.A.P.G.Vol.10.1926。

[3] 阿士德，1916，陕西省石油地质最后报告。

[4] 长6为上三叠统延长组的油层编号，长2等同此。

这一时期的显著特点是中国地质家自己掌握石油勘探活动，不仅纠正了美孚公司地质家在判定地层时代方面的错误，而且发现了永坪油田和长2这一延长组上部的新油层。

3.陕甘宁边区政府时期（1935～1949年）

1935年4月，陕北红军解放了延长油矿。在人、财、物极度困难的条件下，努力恢复原油生产并继续坚持石油勘探。1940～1941年，中共中央军委后勤部军工局派地质家汪鹏（亦名王家宝）到延长油矿进行地质勘察，终于在七里村一带找到新的鼻状构造。他根据七里村油苗和局部构造变化所定的第一口探井——七1井❶，于1941年9月钻至井深79.4米出油，产油274吨后，于1943年7月加深至86.55米，井喷高达天车，初日产油96.3吨。这是鄂尔多斯盆地内的第一口高产自喷油井；位于七里村油苗东南180米的七3井，于1943年钻至126.94米发生井喷，1944年加深至139.78米又遇旺油，初日产油11.6吨。汪鹏先后布井20口，其中15口井见油，有6口旺油井。

1945年夏，地质家佟诚也曾到陕北进行地质调查，他与汪鹏合作测得部分地区的地形图，并在呼家川至曹家疙瘩间进行标准层测量，又丈量了延长至黄河边的地层剖面，写有"延长石油地质概论"及"对于延长附近旧井位置的评论"等文章，他所布的6口井中有5口井出旺油。他还组织试验井下油层爆炸增产措施，在七2井、七5井见到了增产效果。

1946年，中国石油公司成立。次年派田在艺等地质家在甘肃泾川、平凉、陕西陇县和宁夏固原进行石油及油页岩的地质调查，写有《甘肃东部及陕西陇县地质志》。这一工作为把石油勘探视野扩展到盆地南部作了准备。

特别需要提出的是，在本世纪30年代后期，对于延长油田的认识出现了两种观点。一种是以王竹泉、汪鹏为代表，他们根据延1—延19—延10井和七1—七9—七3井皆成一线出旺油的事实，提出"断层油藏说"，主张沿断层钻井；另一种是以潘钟祥、佟诚为代表，提出"背斜构造油藏说"，主张将探区向西扩展至曹家疙瘩。佟诚写道"尽管地层构造如此简单，不宜大量聚集石油，但一些局部小构造的存在，仍可聚集相当数量的油"。应当认为，上述两种观点的出现，反映了中国地质家对延长油田认识的深化和勘探水平的提高。

总之，从1907年钻成第一口油井至中华人民共和国成立前的42年间，石油勘探活动主要集中在陕北局部地区，共钻井52口，进尺12994米，发现了延长油田和永坪油田，产油6035吨。

二、现代油、气综合勘探阶段（1950～1979年）

中华人民共和国成立后，鄂尔多斯盆地的油气勘探和开发走上了统一规划、全面发展的道路。39年来，几经转移，不断探索，取得了显著成果。目前已建成以长庆油田和延长油田为主体的石油工业基地。

1.区域石油普查时期（1950～1957年）

建国初期，在中央领导同志关于加强陕北勘探工作和1950年4月第一次全国石油会议上的把勘探工作重点放在西北地区的方针指导下，决定在陕北地区主要进行地面地质调查和地球物理勘探工作，❷为此在西安市成立了西北石油管理总局，并组建陕北勘探大队，负责陕北地区的石油勘探工作。当时，在仅有22名技术人员的情况下，开展了延安、延长至铜川、韩城一带的路线地质调查和重力概查。在中生界发现了20多个背斜构造和40多处油

❶七1井即七里镇构造上的1号井（以下同）。该构造经详探后发展为延长油田。

❷宋四山等，1985，长庆油田大事记。

苗。接着，又组织了地质、重力测量共 17 个队，对四郎庙、马栏、枣园等重点构造进行细测，提供钻探井位。1951～1954 年，每年组建 20～22 个工种不同的勘探队，工作范围也由陕北一隅扩大到内蒙及贺兰山地区。这一时期，在延长钻井 19 口，在永坪钻井 55 口，在枣园钻井 16 口，在四郎庙构造钻井 9 口，在七里镇构造钻井 7 口；位于延长县胡家村重力高顶部的延深 1 井，位于四郎庙构造的郎 9 井也相继完钻。其中延深 1 井于 1952 年 8 月开钻，1955 年 2 月 23 日完钻，井深 2846 米，钻入奥陶系 306 米，建立了盆地东部比较完整的地层剖面，对比了二叠系石千峰组的侵蚀面，发现了奥陶系的含盐地层；郎 9 井于 1952 年 6 月 30 日开钻，1954 年 9 月完钻，井深 2646 米，钻人二叠系石千峰组 423 米，于延长组钻遇 22 层总厚 168 米的含油层。通过这一时期的工作，基本搞清了鄂尔多斯盆地的轮廓；确认延长组分布广泛，是盆地的主要含油岩系；认为盆地西缘沉积巨厚、背斜发育；并在宁夏地区的鸳鸯湖构造发现延长组油砂，其储油物性远比陕北地区好。而陕北地区几个构造探油失利的原因乃延长组物性太差所致。这种状况促成了石油勘探重点的西移，陕北地质大队也于 1954 年 5 月由延安迁往宁夏灵忠。

1951 年王尚文在延长油矿细致地进行标准层测量，编制油田构造图，建立钻井地质与井下电测工作要求，制订油井大修计划，开展试油试井作业，确立了正规的地质工作秩序和工作方法。经过系统工作以后，各种认识相继形成，当时与王尚文的“构造鼻油藏说”相争鸣的尚有黄先驯的“裂缝油藏说”和刘树人的“水驱油藏说”。1953 年 10 月以 A.A.特拉菲姆克为首的苏联专家组到延长油矿指导工作，确定延长油田为“裂缝性油田”，指出“油苗旺，地面裂缝发育和构造变陡是寻找裂缝油藏的必备条件。”在实践中，地质工作者把延长油田的钻探，开发原则概括为“找油苗、顺节理、保持适当井距；封淡水、抽咸水、自上而下开采”。后来，又强调地面、井下相结合的分析方法，研究了裂缝的成因及其与油层的关系，提出“根据油层和构造变化，结合钻、采资料、地面节理与油苗找寻裂缝油藏”的布井方法，使钻探裂缝油藏的成功率高达 76.5%。另外自从 1953 年大力开展油层爆炸增产、1954 年试验油层水力压裂增产以来，人们对低渗透性岩层的孔隙出油潜力日益重视。终于在 1956 年提出了“延长油田应主攻孔隙出油区块、兼顾裂缝油藏钻探”的意见，明确指出“严家湾区、冯家村区、胡家村—杨家沟区、北塬区、槐树坪区、曹家疙瘩区为油层合并、加厚的富集区块”。

2.深化认识全盆地时间（1958～1964 年）

随着石油勘探重点的西移、北上，形成了盆地西部、盆地北部和盆地东部三个探区遥相呼应的布局。从 1958 年起，地质部第三石油普查大队就和银川石油勘探局、内蒙石油勘探大队并肩在伊盟隆起区进行地质勘探工作。

银川石油勘探局在全盆地内开展普查，并在黄七塬以北地区进行重、磁力详查。在盆地北部进行电法勘探（电测深），完成 22 条电法剖面，并在 11 个地区做了小面积详查，同时用大地电流法完成了泊尔江海子一带的面积详查。盆地西部以地震勘探为重点，并开展了油田地层水、放射性等地球化学勘探。同时继续进行地质详查，综合研究和参数井的钻探工作，以利于进一步认识全盆地的石油地质条件及其含油性。

1960 年石油工业部、地质部和陕、甘、宁、蒙、晋五省共同制定了关于鄂尔多斯盆地两年勘探规划。主张积极上地台，执行区域勘探与准备构造探油并重的方针。从而建立了盆地内的地层层序，划分了盆地的大地构造单元、积极开展了盆地西缘的构造钻探，首先发现了李庄子、马家滩油田，在盆地北部和西部也相继钻遇了油砂。其中，盆地北部石股壕构造

的石深1井于二叠系石盒子组钻遇总厚为33.73米的油砂、孔隙度最高为21.2%，渗透率最大为511×10^{-3}二次方微米；盆地西南部曹渠子构造的曹基井于延长组钻遇4.78米油砂。另外，在沙井子下白垩统砾岩中发现重质原油。经过地质综合研究，明确了侏罗系延安组、三叠系延长组，石炭二叠系等三套生油岩和勘探目的层。认为雨墙，旬邑一带是延长组生油的有利地区。所以中生界找油重点地区应在盆地南部、古生界找油地区则应在盆地北部，并且得出延安组的物性比延长组的好、钻探中要二者兼顾的观点。由于区域勘探方法尚未解决，这一规划未能全面实施。

1964年，石油工业部决定："以盆地北部乌兰格尔长垣南坡为重点，自北而南勘探一块，搞清一块"。即由长垣上的保1井开始，南经石股壕、泊尔江海子到纳林十里，结合物探成果钻10口参数井。位于泊尔江海子鼻状构造上的东参3井于二叠系石盒子组见到含油显示，而且该井录井质量良好，全井厚度1米以上的砂岩录井准确率高达92.2%。通过综合研究认识到：盆地北部找油的关键是寻找构造圈闭，同时重视了岩性、断层对上古生界油气分布的控制作用。伊盟隆起可划出四个二级构造带，自北而南为乌兰格尔长垣、石股壕鼻状构造带、鸡尔庙构造带和乌审召构造带。在此期间，地质部在乌6井，石油工业部在乌3井于二叠系相继试出少量轻质原油（相对密度为0.8176～0.8323，粘度3.1～6.3毫帕·秒），地质部还在吴19孔见到天然气（甲烷88.56%，乙烷0.23%、氮7.4%，二氧化碳2.96%、氧0.85%），为认识该区油气提供了重要信息。

1957年，延长油矿三延石油勘探队在青化砭钻井3口，在长2油层见油。经以后进一步钻探，证明青化砭和永坪油田的主力产层相同。1960～1961年，陕西省地质局601队在青化砭东南的乌羊川钻井6口，发现长6油层也含油，从而，使青化砭油田的储量进一步增大。

甘谷驿油田是延长油田于1970年向西北进行钻探后发现的又一新的油田。

3.加深认识重点地区时期（1965～1969年）

1965年8月，石油工业部银川石油勘探局在银川召开了大型技术座谈会，并邀请地质部第三普查大队、西北大学、延长油矿等单位的代表参加。会议在统一认识的基础上，决心突破地震方法、钻井试油工艺和测井解释三个技术关键，尽快在马家滩及其东南地区拿到油田。会议对鄂尔多斯盆地南部的基本认识有三：一是盆地南部生油面积广、成油条件好。其依据是：已发现地面油苗215处、井下含油显示253处；延长组生油层平均厚度300米、最大单层厚81.8米；延安组可能生油范围2.2万平方公里，生油层平均厚度为100米，最大单层厚8.4米。二是油藏类型多、找油领域广。盆地西缘马家滩和盆地东南部四郎庙一带，以背斜圈闭为主；盆地腹部地层平缓，目的层的岩性、物性相对变化大，岩性圈闭应是控制石油聚集的主要因素；加上水动力条件，则全区的油气藏将是多种多样的。三是中小型油田在盆地南部肯定存在。

在上述认识的基础上，以马家滩东南一带作为勘探重点。一是该区生油条件有利，大水坑以南负重力异常区可能成为生油中心；二是储集条件好，含油层位多，直罗组、延安组、延长组共有6套油层；三是压裂效果好，能大幅度提高油田井产量；四是保存条件好，油质轻。

1966年4月作出马家滩东南区域勘探部署。工作范围为李庄子油田以南、马家滩—于家梁以东、盐池以西、黄土塬以北的1500平方公里面积内。决定在加速钻探李庄子、马家滩、于家梁构造的同时，积极组织20口深探井，布6条东西向剖面。具体井位按构造高

点、鼻褶、断层、大环向斜轴部安排，藉以了解沉降中心、生油凹陷中心。其中第一批探井的主要任务是区域侦察，由雨墙—红庄、苦水—官滩、王家梁—甜瓜水等3条剖面所组成，共布井9口。第二批探井的主要任务是区域解剖，由老庄—长山子、大水坑—西梁2条剖面及其它加密井所组成，共布井9口。当时的勘探方法是地震加钻井、在低渗透性地层中找高渗透性地层、多油层中找高产油层、单斜层中找多种圈闭、见油层就取芯，以及大力推行油层压裂等。

根据上述部署开展工作，于李探15井见到含油岩屑，立即取芯发现了李庄子油田的高产油层——延6，压裂后日产油18吨。在马探5井根据0.47米井段钻时变快，主动取芯、发现了长8油层，压裂后成为盆地西缘的第一口自喷井。接着相继发现了大东、王家场、马坊、东红庄等出油井点，成果十分喜人。1969年5月又在刘家庄构造的刘庆1井，于石炭—二叠系获得日产天然气5 7864立方米，这是在鄂尔多斯盆地内首次发现。古生界工业性天然气流。接着地质部第三普查大队在盆地北部石股壕构造上钻探的伊深1井，获得日产油0.84吨，日产气1万立方米。需要指出的是，在“上地台中部”的思想指导下，第三普查大队在吴旗、志丹钻成了吴参井与志参井、在庆阳钻成了庆参井、在镇原钻成了镇参井、在华池钻成了华参井，获得重要含油显示，促进了陇东探区油气勘探工作的发展。

4.大规模勘探开发时期（1970～1979年）

上述在灵武、盐池、定边地区取得的石油勘探成果，既坚定了人们在鄂尔多斯盆地找到更多油田的信心，也促使人们进一步开阔视野。1969年10月燃料化学工业部根据当时“建设三线”的需要决定以定边、志丹、环县为重点，在鄂尔多斯盆地内大范围开展钻探，猛攻黄土塬地震方法关，迅速找到大油田，提供一定储量的石油新基地。接着编制了“鄂尔多斯盆地1970年和四五期间的石油勘探初步方案”❶，该方案在盆地南部8万平方公里范围内、部署了三个探区，即宁夏的灵武、盐池、定边探区，陕西的志丹、富县探区，甘肃的庆阳、环县、华池探区，分三步实施。第一步（1970年）为猛攻黄土塬地震方法关，大范围、大井距进行钻探；第二步（1971～1973年），在勘探重点地区，打开突破口，发现新油田；第三步（1974～1975年）集中力量迅速勘探开发一批油田。

由于方案部署得当，地震、钻井、测井、试油、地质研究五位一体的综合勘探工作组织严密，很快在盆地南部有了重大发现。如1970年华池的庆3井、马岭的庆1井、元城的庆16井、吴旗的吴1井相继出油，显示了大范围含油的前景（图1-2-1）。

同年11月国务院、中央军委决定由兰州军区负责组织石油会战，迅速形成拥有5万名职工，66个地震队，53台大中型钻机、35个试油队和相应的科研、后勤部门的长庆石油勘探会战指挥部。组织并完成了“围歼马岭，扩大华池、发展吴旗、钻探两河（葫芦河、洛河）、进军定边、出击姬塬”等勘探任务；探明和控制了马岭、城壕、华池、南梁、吴旗、东红庄等6个油田，找到了山庄、刘坪、五蛟、上里原、元城、合道川、黑河、庆阳、姬塬、薛岔、顺宁、八岔台、葫芦河、洛河、澎滩、马栏、庙湾等17处工业性油流，认识了侏罗系古地貌河道砂油田的分布规律。

1973年，勘探重点转入上三叠统延长组❷大力推行压裂技术，实施了吴旗—屯子、上桥—太白镇两条钻探剖面。侏罗系的勘探继续获得进展，在吴旗和大水坑油田找到了新的产

❶长庆油田1970～1972石油地质勘探开发年报；

❷长庆油田1973～1975年地质勘探开发年报。

油区块，落实了王家场油田的面积，发现了摆宴井、玄马、直罗油田和樊家川、玄城沟、镇原、悦乐、姚新庄等五处工业性油流。

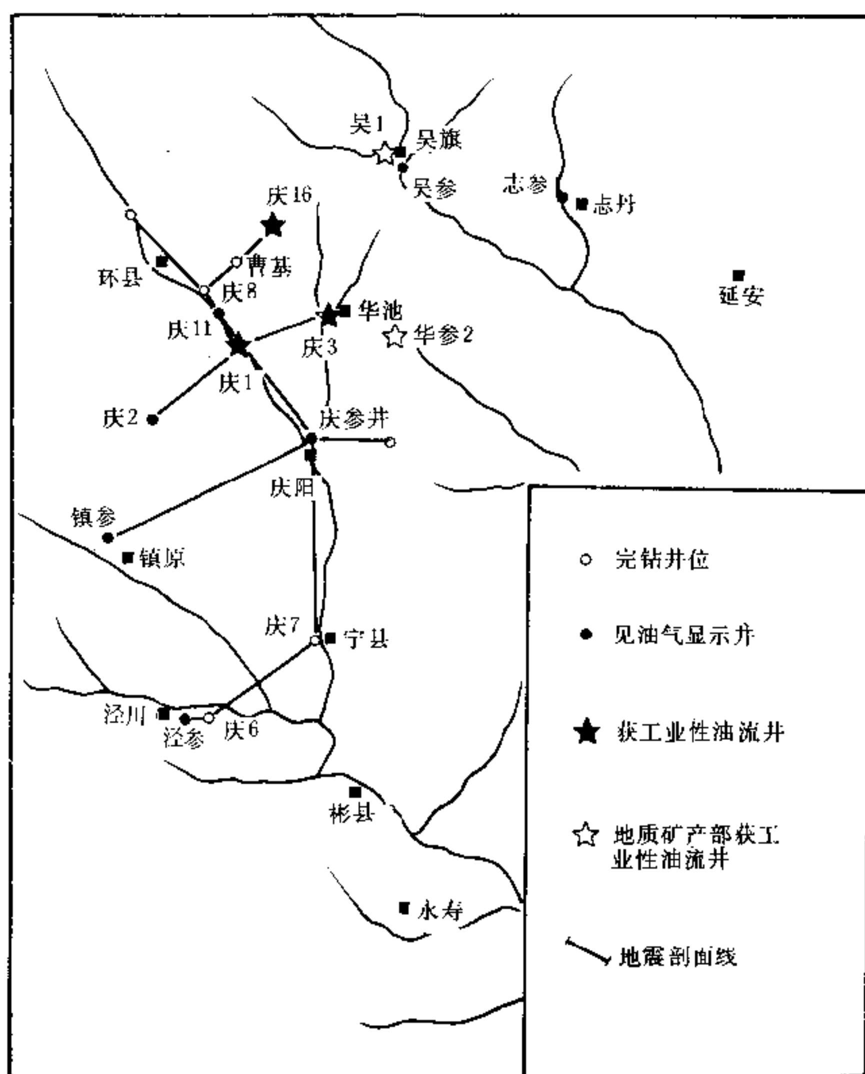


图 1-2-1　鄂尔多斯盆地南部 1970 年勘探成果图

1974～1975 年，按照石油工业部"稀井广探、稀井高产、稀井高质量"的勘探方针，先后在马岭油田，城华油田和红井子油田进行油层复合连片勘探。成效卓著。控制了一批石油和天然气储量，为油田全面开发建设奠定了基础。

与此同时，在实践中逐步形成了长庆油田石油勘探、开发的八项作法：

1）立足地台区，重视西部冲断带，以寻找高产大面积油田为主攻目标。总体上讲，侏罗系是高产目的层，三叠系是潜力目的层，古生界是远景目的层。

2）采用地震、钻井、测井、试油、地质研究五位一体的勘探方法；把油层压裂作为拿面积，夺高产的重要手段。

3）以寻找马岭和摆宴井类型的油田为主要目标。对于条件成熟的油田，努力使之实现复合连片；对于有利的找油方向，按地质结构采取整体解剖；对于一般性的发现，进行研

究、认识清楚，再进行钻探。

4）石油勘探开发分为区域侦察、控制连片、稳产开发三大阶段。

5）复合连片要重视主力油层，油田开发要重视大中型油砂体。

6）钻井取全取准9项资料53个数据；压裂试油取全取准10项资料88个数据。

7）油田开发要坚持“一压（裂）、二注（水）、三抽（汲）”，对黄上塬区的岩性油田实行“分区布井、总体平衡、大体规则、加钻斜井、先搭骨架、及时调整”的井网原则。

8）抓好基层、基础工作和基本功的锻炼，认真总结工作经验并加以推广。

在上述勘探成果的基础上，1976～1979年先后组织红井子油田和马岭油田的产能建设会战❶。从而在盆地南部建成9个油田（不含延长油矿5个油田）和15个试采区块，形成年产原油130万吨的规模。同时，红井子—惠安堡（管径373毫米）、惠安堡—石空（管径377毫米）全长144公里的输油管线及马岭—惠安堡（管经325毫米）全长163.8公里的输油管线分别于1978年7月1日和1979年6月15日正式峻工输油。

三、开拓前进，油气勘探协调发展阶段（1980～1990年）

这一阶段有三个基本特点，一是全面贯彻“扩大侏罗系、突破古生界、试验延长组”的勘探方针；二是勘探地区向盆地东、北部转移；三是勘探重点由石油转为油、气协调发展。

1980年，在对盆地的油气地质条件。资源预测和勘探领域进行进一步研究的基础上，筛选出四个勘探重点，即盆地南部侏罗系含油有利区、东南部延长组三角洲含油区、西缘复式油气聚集带、中、东部古生界天然气有利区❷。

通过对侏罗系古地貌披盖油田及其油藏序列的研究和资源评价，筛选出油房庄、元城、吴旗、马岭外围等四个找油区块进行勘探，使石油储量不断增长，成为原油生产稳中有升的积极因素。

盆地东南部三叠系延长组三角洲含油有利区的勘探，是继70年代人们对侏罗系古地貌披盖油田的勘探取得重大成果、并越过储量增长高峰之后的又一次找油突破。由于应用了资源评价、沉积相分析、三角洲含油富集区分析、三角洲油田的油藏序列、三角洲油田勘探方法等技术，在1984～1987年探明了大型的安塞油田，探井成功率高达62.3%，从而使延长组成为长庆油田的开发接替层系。

这一阶段，天然气的勘探也取得了重大成果，盆地西缘复式油气聚集带的勘探，经历了以横山堡段为突破口向，马家滩段扩展的历程，1983年以来按照上、下古生界相结合的思路，先后在该区完成地震剖面12089公里，钻井38口，探明了胜利井气田的6个气藏。

盆地内煤成气的勘探，1984年由晋西转人盆地东部，1986年子洲县的麒参1井在下二叠统石盒子组、山西组、石炭系太原组奥陶系发现了天然气流，1989年洲3井于上石炭统太原组石灰岩中获得日产天然气13万立方米。目前已在镇川堡探明一定含气面积和储量，子洲地区亦控制了一定的含气面积。

下古生界裂解天然气，自1986年天池构造的天1井奥陶系获得日产16万立方米的气流之后，1988年特别是在盆地中部的陕参1井在奥陶系溶孔白云岩中获得日产气6万立方米（酸化后无阻流量日产28.3万立方米），接着于同一层位榆3井获得日产气9.49万立方米（无阻流量13.8万立方米）。1990年10月陕5井获得日产气10.23万立方米（无阻流量110

❶长庆油田1976～1979年石油地质勘探开发年报。

❷长庆油田1980～1990年石油地质勘探开发年报。

万立方米)，1991年1月陕6井获日产气37.77万立方米（无阻流量126万立方米)，证明本区奥陶系顶部溶蚀段具有重大的勘探前景。

以上勘探现状，已经展现了一个开拓前进，油气协调发展的新局面。

第二节　油气勘探特点[1]

根据鄂尔多斯盆地多年来的勘探实践，总结出以下几个特点。

一、在区域上展开，在层位上集中，才能打开盆地油气勘探的新局面。

1）由于鄂尔多斯盆地是由不同基底、不同类型、不同性质的沉积层、构造层所叠合的盆地，因而它具有多种类型的勘探领域和广阔的找油、找气前景，只有在区域上展开，层位上集中，才能使油气勘探卓有成效。

2）盆地沉积的多旋回发展，形成了多套生储盖组合，从而奠定了油气勘探在“面上展开、向多层发展”的地质基础。

3）地质构造的差异决定了油气圈闭的多样化，形成了盆地腹部的隐蔽圈闭序列和盆地周边的构造、地层、岩性复合圈闭。

本世纪50年代，实施了第一次区域上展开，勘探工作由盆地的东南一隅发展到全盆地。结果发现盆地西部储油物性好的油田，盆地北部古生界也含油普遍，坚定了找到油田的决心。60年代实现了第一次集中，目的层既由古生界向中生界集中，又由中生界向侏罗系集中，首先在灵盐地区站住脚跟，明确了近期找油的主攻对象。70年代实现了第二次区域上展开，勘探重点由灵盐地区向盆地南部十万平方公里发展，横切天环坳陷完成五条综合勘探大剖面，很快发现一系列油田，储量大幅度上升，满足了年产百余万吨的开发资源需要。80年代正经历着第三次区域上展开、第二次层位上集中，即勘探重点北移，勘探层位向三叠系及古生界集中，现已取得了较大成果，在安塞已经于三叠系中发现亿吨级大油田。在镇川堡于古生界探明了一定的天然气储量，靖边—横山地区高产气井的不断出现，展示了大面积含气的前景。

二、根据勘探目标确定具体部署，落实技术措施

根据盆地的油气勘探实际，70～80年代油气勘探目标是“扩大侏罗系、试验三叠系、突破古生界”。扩大侏罗系是指在盆地南部迅速拿储量建产能，建成新油区，试验三叠系是指改进勘探方法，试验各种开发方式，解决油井工业产能问题；突破古生界是指筛选有利钻探地区，打出一批有工业价值的气井，了解盆地的天然气勘探前景。

勘探目标确定后，紧接着就要确定具体部署和落实技术措施，这是互为联系的系统工程。

在马岭油田油层复合连片的勘探过程中，人们认识到该区油层多，显示广，构造、岩性条件好，具有形成大面积含油的地质背景。于是，确定了“解剖马岭西部‘秃顶’、查明油田东部遮挡、扩大曲子两侧面积、探索油田南部走向、落实三十里铺、蔡家庙川含油性”等五个具体部署。首批钻井30口，进尺51141米，试油66口、114层，压裂152次，共发现含油层720米，新增油井45口，新增油田复合连片面积128.6平方公里，大大推动了侏罗系油田的勘探。

---

[1] 据杨俊杰，1983，陕甘宁盆地油气勘探经验总结。

本区侏罗系，三叠系以岩性油藏为主，寻找岩性油藏必须多取岩芯，勘探多层系油田就得勤观察含油显示，对待低渗透油层就得多选层压裂。于是钻井方面十分重视取芯，总结了“岩屑为基础、岩芯为关键、含油性与标志层为中心”的综合录井方法；试油方面把自然产能与压裂增产结合起来；地质综合研究方面从区域着眼，重点地区入手，寻找对比油层的标志，制定划分渗透层及油水层的界限，研究四性关系，评价含油区、划分聚集带，分析圈闭条件；压裂试油方面，总结了“以油层组为单元、含油段为对象、一井多层、厚层多缝”的压裂经验。尤其是80年代以来，更加重视地质综合研究，把板块学说引入盆地大地构造研究，把地球化学新方法引入生油研究，把数理方法引入地震成果解释，把沉积模式引入储盖组合研究，把资源评价方法引入地质综合研究，从而扩大了研究领域，提高了勘探成效。

通过上述工作，在技术上有了明显提高，从以下诸方面实现了技术进步。

1）掌握了以气测为先导，裂缝为重点，岩性为基础，油气显示为中心，高产为目标的深层碳酸盐岩剖面录井方法。

2）掌握了国产数字地震仪的使用方法，逐步积累了地震数字常规处理的经验。

3）掌握了微球形聚焦和贴井壁伽马密度测井技术。总结出岩性系数法、判别式法等，提高了油水层解释符合率。

4）掌握了干酪根、镜质体反射率、荧光显微镜、色谱、紫外线分析等现代生油研究方法。

5）初步掌握了碳酸盐岩的沉积成因及其岩相古地理编图方法。

6）初步掌握了侏罗系古地貌河道砂岩油层的分布规律及研究方法。

7）掌握了油气资源半定量评价方法。

8）掌握了储集层结构及成岩作用的研究方法。

上述技术进步，把侏罗系古地貌油田的勘探推向了古地貌披盖圈闭的阶段，从理论上对印支期古地貌单元的成油机理、储集层演化、油藏序列等进行了探讨。并把古生界的勘探引向上下古生界相结合的方向，这一调整开拓了盆地内找油找气的新局面。

三、抓紧现实目的层详探，实现石油开发层位的接替

盆地内侏罗系延安组油藏的开发已达10多年，如何安排开发接替层位和地区以弥补产油量自然递减并作到稳中有升，是一项紧迫任务。经慎密优选，决定勘探安塞地区。

勘探安塞三叠系延长组的地质依据有：

1）经岩相研究和资源评价，认为安塞三角洲拥有丰富的石油资源。

2）沉积相带所控制的环带状油田展布趋势由三延区伸入本区。

3）按三角洲成油理论生储盖组合好。

4）油层埋藏较浅。

安塞地区的勘探工作一开始，就明确了四项任务：首先，查明一万平方公里范围内三角洲沉积的复合状况，探明安塞、志丹、吴旗三角洲的沉积体系及相带展布。其次，搞清延长组以浊沸石为主的次生溶蚀孔隙区域性分布的规律，认识油层的高产因素及其分布规律。第三，在布局上实行相对甩开勘探，一旦突破则相对集中。立足低产、争取高产。第四，坚持上下油层兼顾，既重视渗透率性稍好的长2油层、又注意物性较差的长6油层；既强调相对高产，又注意大面积含油。

具体勘探方法是：

1）着眼三角洲沉积体系的平原分流河道、前积席状砂、深湖断续砂体带，重视次生孔

隙。

2）在复合三角洲上下功夫，在次生孔隙带上找高产。

3）抓住重油带、砂岩分叉带、致密带、泥岩带、次生充填胶结带，探索区域性混合圈闭存在的可能性和规律性。

4）重视第一性资料的录取和分析化验。长2、长6主砂体必须取芯，对这些岩芯进行粒度分析、岩芯素描、沉积序列的研究和成岩后生作用的鉴定分析，把砂岩的沉积相和储集条件搞清楚。

5）压裂试油中进行认识油层和提高其经济效益的试验。试采工作中进行采油工艺试验，试井中有意识地研究地层导压系数和边界条件，摸索三角洲油藏的勘探方法。

6）在三角洲生长与湖盆沉降速度相补偿的振荡地段，发现多层叠加厚油层。在浊沸石次生孔隙网络发育区，发现高渗高产带。

由于坚持以上的作法，使安塞油田延长组低渗油层基本上作到工业性开采，四年（1984～1987）中不仅探明了相当大的石油储量，而且取得了单井平均日产3吨的工业产能。

四、对于低渗透性油层要井井压裂、层层测试、充分挖掘油层的生产潜力

盆地的三叠系延长组是全国闻名的低渗透性油层。侏罗系延安组油层也属于中低渗透性油层。再加上该油层横向变化剧烈、纵向极不均质等因素，油层不经改造，则多为干井或产量甚微。因此压裂乃是拿面积、建产能、增储量的重要措施。

长庆油田的油井压裂工作，大体经历了三个阶段，即：1973年以前的“选井压裂、单层少缝”的阶段；1973～1978年的以“油层组为单元，含油段为对象，一井多层、厚层多缝”的阶段；1979年以后的“深穿透、饱填砂、轻伤害”阶段。集中表现为压裂地质有四方面的发展，压裂工艺水平有五方面的提高。

压裂地质四方面的发展是：正确选层、合理布缝；评价油层、确定压裂方式；重视隔层，把厚层多缝落到实处；对油层结构进行微观研究。

压裂工艺水平五个方面的提高是：选用三类八种水基冻胶压裂液；改革井下工具和管串结构；进行室内模拟试验；探索增产效果；改进压裂检测手段。

压裂地质、压裂工艺上的长足进步保证了压裂效果的提高，主要表现为：

1）将压裂作为油井投产的重要工序。从已开发的油田看，已压裂2014井次。根据132口井的统计，压前日产油6.3吨，压后日产油19.4吨，其中49口井中的干层变油层，61口井中的低产油层变中产油层，22口井原为中产油层变为高产油层。

2）1979～1981年，通过压裂见效的油井已达到239口，占油田油井总数的33%，累计增产原油13.9万吨。

3）延长组油层从1966年以来，探井压裂324口，压前没有产量，压后日产油大于0.4吨者276口，其中日产油大于2.8吨者193口，占出油井的70%。在庆阳地区钻探延长组油层井组，先后在20口井中压裂295层次，加砂1452立方米，平均每口井加砂72.6立方米，每层加砂4.92立方米，单井最大加砂量为154立方米，压前不产油，压后平均单井日产油7.4吨，投产后日产油1～2吨。

五、深入研究地质规律、及时进行科学预测，试验勘探新技术，不断开拓油气勘探的新局面

根据已知的地质规律及油气藏形成机理来预测新的含油气区，在油气勘探中见到效果。

盆地东部上古生界煤成气的勘探，是地质预测初步成功的例子。盆地内石炭—二叠系的

成气条件与侏罗、三叠系的成油条件相似。基于这种认识，开展了伊盟隆起南坡及盆地东部绥德——榆林地区上古生界煤成气的钻探。伊盟隆起南坡上的鄂2、鄂3井分别获得日产天然气3.5～5.0万立方米。盆地东部1985～1990年完钻各类探井36口，评价井8口，总进尺105 183米，完成地震剖面147条，长5522.43公里，Seislog剖面处理305.4公里，基本探明了镇川堡气田。

对于盆地内下古生界碳酸盐岩的天然气勘探，是地质科学预测的又一成功例子。1987年人们预测：鄂尔多斯盆地形成大气区的基本地质格架是一个构造平缓区、两个沉积相变带、三个复合含气区。一个平缓构造区系指天环坳陷北段发育的平缓穹隆背斜群。两个沉积相变带：一是中部古隆起北端地区，其东下奥陶系马家沟组膏盐洼地在该区相变为泥、云坪相带；二是渭北隆起东段奥陶系由潮坪相变为盐、膏相带。三个含气复合区：一是盆地东部“盐上”成气组合与“盐间、盐下”成气组成的复合区；二是盆地北部上古生界碎屑岩成气组合与下古生界碳酸盐岩成气组合的复合区；三是盆地西部逆冲构造带滑脱面上、下中生界成油组合与古生界成气组合的复合区。

鉴于以上的基本认识，鄂尔多斯盆地被中国石油天然气总公司列为全国天然气勘探的重点中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院与长庆石油勘探局共同研究后，确定在盆地含气最有利地带中央古隆起东北端，靖边林家湾构造上钻科学探索井一陕参1井，在横山县塔湾隆起上钻榆3井。1988年10月钻至奥陶系顶部风化壳，经中途测试日产气6万立方米；1989年榆3井在同一层位中获无阻流量日产13.8万立方米的气流。从而揭开了盆地中部下古生界天然气勘探的序幕，开拓了盆地天然气勘探新局面。

以陕参1井为开端的盆地中部奥陶系的勘探工作，几年来屡传捷报，1990年10月～1991年1月陕5井、陕6井又在同一层位中获日产天然气110～126万立方米，证实鄂尔多斯盆地中央古隆起奥陶系风化壳整体含气，勘探前景广阔。

地球化学勘探是一项新技术，在一个大型盆地内大面积，大规模地开展试验，在国内尚属首次。从1988年开始，已完成化探概查12万平方公里，测线7327公里，化探点7443个；化探半详查面积12726平方公里，化探点14820个，各种方法试验化探点3484个。主要采用酸解烃、ΔC、土壤热释汞和土壤气汞四项测试技术，局部地区进行了吸附丝、轻烃通量、氢吹脱、氦、Po—210、氡、铀、钍、钾等项测量试验。取得了下列初步认识。

首先，圈出靖边—横山、桃里庙、郝滩北及舍利庙四个异常区。其中靖边—横山异常区与目前钻探、地震解释结果相吻合。桃利庙异常区为130平方公里的完整晕状异常，可能是中部天然气勘探的新目标。郝滩北异常区为一个双层环状结构的异常，可能显示地下油气富集由大变小的一个动态平衡规模，面积160平方公里。

其次，在盆地东部榆林—绥德地区，发现佳县以南有近南北向分布的汞异常带，可能是佳县以南陕北斜坡上古生界区域遮挡带造成的，并且在镇川堡、子洲气区上方，化探异常相应对比理想，验证了可靠性。进一步在佳县—紫金山区进行面积详查，发现了160平方公里的异常区，它位于紫金山穹窿西翼，对应于镇川堡鼻隆上倾方向，可能是找气的另一个目标。

还在盆地北部伊盟地区，发现了三条北西—南东向展布的酸解烃高值带，通过加密测线，进一步圈定出了最有前景的三个勘探区域。

再次，在中生界石油勘探领域，通过地表地球化学概查，选择指标后，发现四块可供进一步工作的有利区块：①环县—庙沟综合异常控制区，面积约2000平方公里；②演武—镇原

—泾川综合异常控制区，面积约 1700 平方公里；③环 20 井区综合异常控制区，面积约 130 平方公里；④庆 37 井及以南地区综合异常控制区，面积约 180 平方公里。

第三章 地　　层

鄂尔多斯盆地内沉积盖层有中上元古界、下古生界的海相碳酸盐岩层、上古生界—中生界的滨海相、海陆过渡相及陆相碎屑岩层，新生界仅在局部地区分布。

盆地内各地史时期地层发育状况、主要沉积相类型以及与构造演化的关系列于表1-3-1。

第一节 中上元古界—下古生界

盆地的基底由太古界及下元古界变质岩组成。其上沉积岩层为中元古界长城系、蓟县系，上元古界震旦系及下古生界寒武系、奥陶系为海相地层❶，其层序详见图1-3-1。

一、中元古界长城系及蓟县系

1.长城系

长城系为陆相、滨海相沉积。西部贺兰山一带称黄旗口组，底部为灰白、浅紫、粉红色石英岩状砂岩夹杂色板岩（贺兰石），与太古界桑干群呈不整合接触，厚150米；上部为灰、灰黑色粉砂质板岩、硅质板岩、灰色燧石条带云质灰岩夹石英砂岩，厚13～200米，石灰岩含化石 *Leiopsophosphaera* sp.光球藻（未定种），*Leiominuscula* sp.光面小球藻（未定种）。桌子山地区下部为厚层细粒石英砂岩夹泥质砂岩及泥岩，发育斜层理及波痕，底有2米底砾岩，与下伏太古界千里山群呈不整合接触；上部为白色块状石英砂岩夹石英岩状砂岩，发育波痕，厚338米。天深1井厚270.6米（未见底），为灰白色、肉红色、褐灰色石英岩状砂岩夹暗紫色、灰绿色页岩及火成岩。东部地区称"汉高山砂岩"及"霍山砂岩"，以汉高山砂岩为最厚，厚度大于350米，向南向北变薄至数米。岩性为灰色厚层状细—中粒石英砂岩，石英岩状砂岩、夹安山岩、紫色页岩，底部含砾或具底砾岩，与下伏太古界或下元古界呈不整合接触。庆阳古隆起上的庆深1井，为杂色含砾粗砂岩、砾状砂岩、砂质砾岩，厚116米。南部地区厚度较大，中条山一带厚达5557米，由碎屑岩及火成岩组成。洛南高山河一带厚达8000余米（图1-3-2），岩性为细碧岩、角斑岩、砂岩、石英岩、片岩、板岩，与下伏下元古界呈假整合接触。由此可见盆地东南部沉积最厚，其次是盆地西北部，盆地中部最薄。

2.蓟县系

蓟县系为盆地内第一次海侵所沉积的地层。在贺兰山至青龙山一带称王全口组，主要为灰、棕红色白云岩、颗粒白云岩、藻白云岩、叠层石白云岩及泥质白云岩，含燧石团块夹少许砂岩及页岩。含化石 *Conophyton wangquangouensio* 王川沟锥叠层石；*Conophyton garganicus* 加尔加诺锥叠层石，*Minjaria* sp.米雅尔叠层石（未定种），*Co lonnella* sp.圆柱叠层石（未定种），*Tielingella* sp.铁岭叠层石（未定种），*Cryptozoon* sp.包心菜叠层石（未定种）。其底与长城系为假整合接触。厚度变化较大，由数十米到数百米不等，总的趋势由北

❶张吉森等，1983，陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价，总结报告。

气候演化	沉积旋回	沉积相			地层时代					油层组	比例尺（m）	剖面	地震反射层	厚度（m）	岩性综述	含油气性
		相	亚相	成煤期	界	系	统	组	代号							
					下古	石炭系	中统	本溪	C_2p		0		T9	15～38	灰黑色页岩夹灰色石灰岩与煤线	
第一轮	第三次海侵	浅海相	局限海石灰岩白云岩相			奥陶	上统	背锅山	O_3b		200			270～709.6	灰白深灰色厚层至块状内碎屑灰岩	
		深海相	深水砂页岩伴浊积岩				中统	平凉	O_2p		400 600		T10	130～2151	西缘为绿灰色页岩夹砂岩及砾状灰岩透镜体 陇县为黄灰色页岩夹薄层砾屑、骨屑、团粒灰岩及凝灰岩，富产笔石及珊瑚、腕足和腹足类化石	耀参1井产少量气，环1井见微量气显示
		浅海相	开阔海石灰岩及局限海石灰岩白云岩相				下统	马家沟	O_1m		800 1000			200～1536	灰色厚层石灰岩、豹皮状灰岩 在桌子山一带相变为灰黑色石灰岩、泥灰岩及页岩，东部见石膏、岩盐、白云岩	陕北及靖边地区普遍见气流，部分井高产：陕参1井日产气近6万立方米，天1井产气16.1万立方米
											1200				上部为灰色白云质灰岩 下部为灰色白云岩，底	

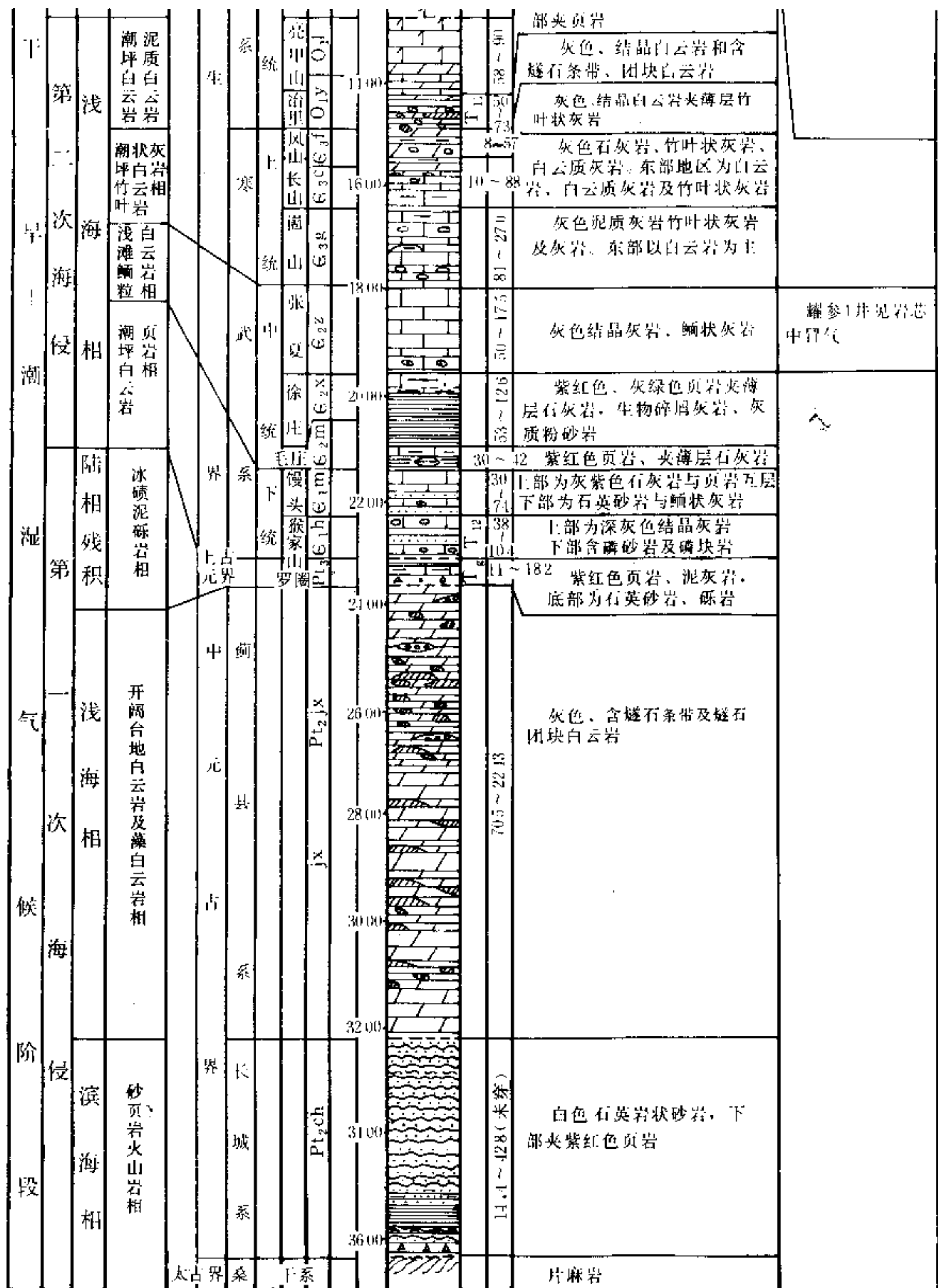


图 1-3-1　鄂尔多斯盆地中上元古界——下古生界综合柱状图

表 1－3－1　鄂尔多斯盆地地层系统简表

地层					构造运动			主要沉积相类型	大地构造分期
界	系	统	组	代号	阶段	构造幕	性质		
新生界	第四系	全新统		Q_4		喜马拉雅运动	右旋拉张	分割性干旱湖、河流相及风成相	盆地形成到结束时期
		更新统		Q_{1-3}	Ⅱ				
	第三系	上新统		N_2	Ⅰ				
		渐新统		E_3	Ⅲ	燕山运动			
中生界	白垩系	下统	志丹组	K_1	Ⅱ				
	侏罗系	中统	安定组	J_2a	Ⅰ		左旋剪切	滨海相、海陆过渡相；湖泊沼泽相	槽台统一时期
			直罗组	J_2c					
		下统	延安组	J_1y					
			富县组	J_1f					
	三叠系	上统	延长组	T_3y		印支运动			
		中统	纸坊组	T_2z			相对宁静		
		下统	和尚沟组	T_1h					
			刘家沟组	T_1l					
古生界	二叠系	上统	石千峰组	p_2s		海西运动			
			上石盒子组	p_2sh					
		下统	下石盒子组	p_1x					
			山西组	p_1s					
	石炭系	上统	太原组	C_3t					
		中统	本溪组	C_2b					
	奥陶系	上统	背锅山组	O_3b		加里东运动	升降运动	海相碳酸盐岩相	槽台对立时期
		中统	平凉组	O_2p					
		下统	马家沟组	O_1m					
			亮甲山组	O_1l					
			冶里组	O_1y					
	寒武系	上统	凤山组	$Є_3f$					
			长山组	$Є_3c$					
			崮山组	$Є_3g$					
		中统	张夏组	$Є_2z$					
			徐庄组	$Є_2x$					
			毛庄组	$Є_2m$					
		下统	馒头组	$Є_1m$					
			猴家山组	$Є_1n$					
上元古界	震旦系		罗圈组		Z_1				
中元古界	蓟县系			Ptjx					
	长城系			Ptch					
太古界	桑干系								

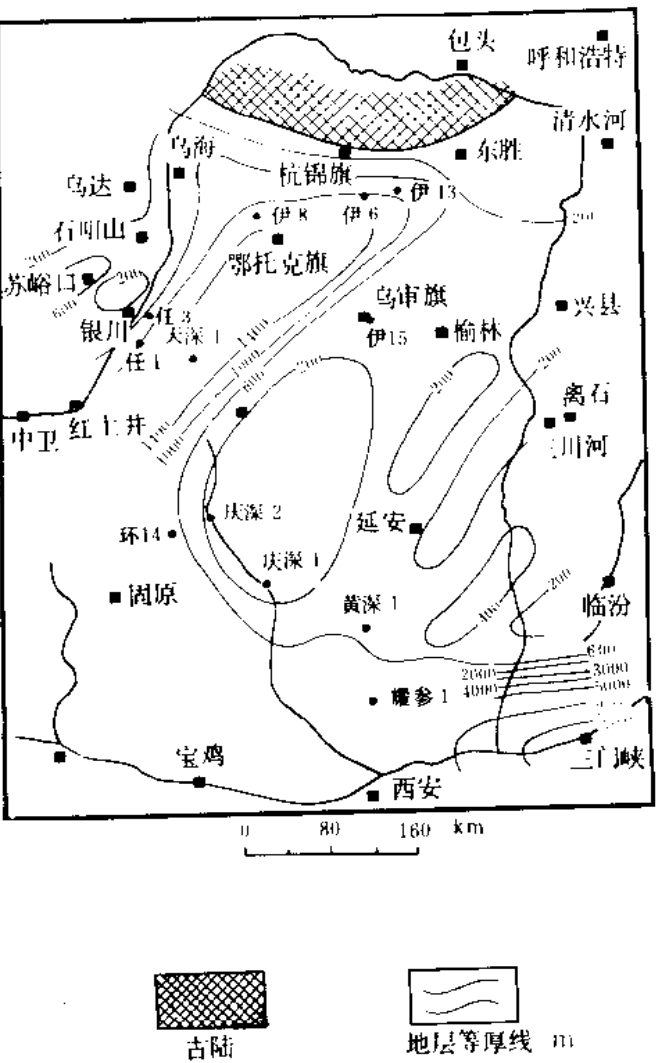


图 1-3-2　鄂尔多斯盆地长城系等厚图

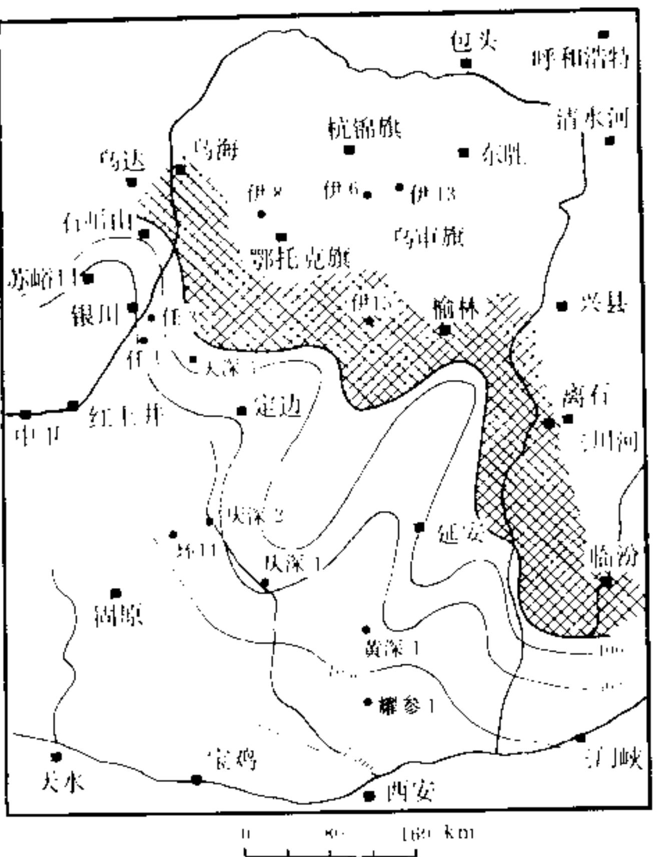


图 1-3-3　鄂尔多斯盆地蓟县系等厚图

向南变厚（图 1-3-3）。南部边缘地区均未见底，陇县温水官潭沟厚 845.2 米，平凉大台子厚度大于 1351 米，岐山厚 1706.2 米，主要岩性为灰、浅灰色厚至块状夹薄层泥晶至粉晶白云岩，含燧石条带及团块。庆深 1 井为暗紫、棕紫、棕红、浅灰色细至粉粒砂岩夹泥岩、白云岩及喷发岩，厚度仅 310.5 米，与下伏长城系为假整合接触。盆地南部洛南一带的蓟县系为白云岩、藻白云岩夹板岩，厚 1500～1700 米。

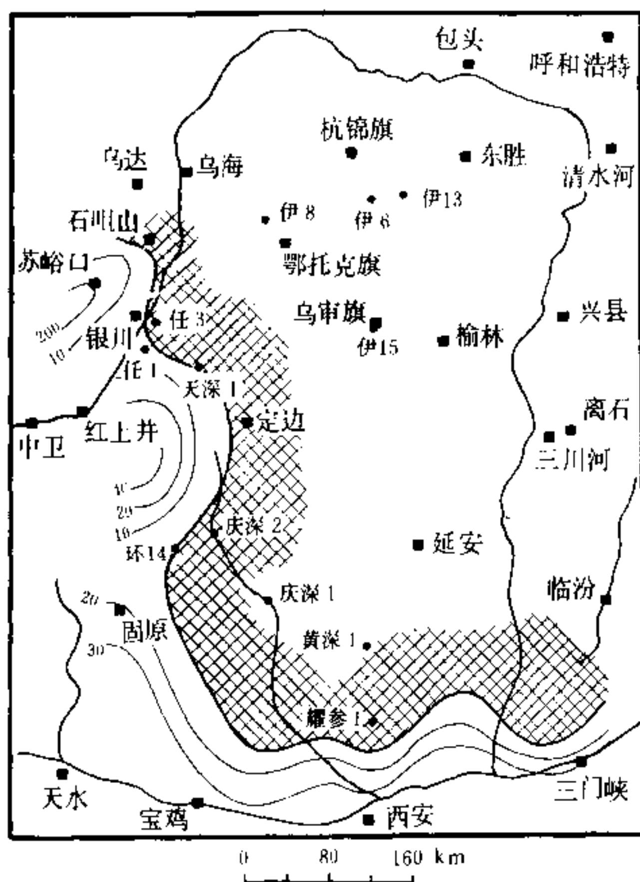


图 1-3-4　鄂尔多斯盆地震旦系罗圈组等厚图

二、上元古界震旦系罗圈组

罗圈组仅分布于盆地西部和南部边缘地区，在贺兰山一带叫正目观组。下部为紫红、黄绿、紫灰、黄灰色泥砾岩与浅灰色、灰色块状砾岩；上部为砂质页岩和板岩。厚数十至百余米，变化趋向由盆地边缘向西、向南增厚（图 1-3-4）。这一套沉积物属于冰碛泥砾岩，说明晋宁运动曾使盆地上升为陆。与蓟县系呈假整合接触。

鄂尔多斯盆地中上元古界对比结果见图 1-3-5。其总的变化趋势是盆地的南缘、西缘较厚，向东向北变薄直至缺失。

三、下古生界

早古生代中国古陆解体，沿祁连、秦岭、贺兰裂开，形成秦、祁、贺兰叉裂谷系。海水沿裂谷侵入，形成祁连、秦岭、贺兰海槽与鄂尔多斯地台，接受了以地槽型及地台型海相碳酸盐岩为主的沉积。这是鄂尔多斯盆地遭受的第二次海侵，自早寒武世开始，中寒武世达到高潮。海水主要从西、南两个方向入侵，地层向北东方向超覆。

1.寒武系

（1）下寒武统　自下而上划分为猴家山组、馒头组。

猴家山组仅分布在地台边缘的贺兰山、老爷山、陇县、岐山、中条山一带，为灰白色钙质长石粉砂岩、含磷砂岩、粉砂岩、白云岩，底为磷块岩。盆地南部厚度仅 5～76 米，贺兰山一带厚 20～40 米，最厚可达 178 米。地层中含 *Bergeroniella* sp.鲍格朗氏虫（未定种）。

馒头组主要分布在本区的西部和南部。南部陇县一带下部为紫灰色、灰色粉晶白云岩、鲕粒白云岩、砂质白云岩；中上部夹粉至中粒石英砂岩；上部夹紫红、紫灰色石灰岩，厚 76 米。岐山一带以白云岩为主，厚 112 米。耀参 1 井为浅灰色石灰岩、鲕粒灰岩、白云岩，上部夹紫红、黄绿色泥页岩，厚 84 米（未钻穿）。西部平凉大台子一带变为石灰岩，底部为纯石英砂岩，厚 55 米。贺兰山一带为薄层至块状灰质白云岩、灰质页岩及石英岩状砂

图 1-3-5 鄂尔多斯盆地元古界对比图

岩，厚42～82米。至贺兰山北段大井沟一带，沉积物显著变粗，为灰白色、土黄色薄至中厚层石英岩状砂岩夹含砾砂岩及少许泥灰岩、竹叶状灰岩，底部是砾岩，厚47米。任3井和天深1井，中上部为灰色细晶白云岩夹泥云岩，下部为石英岩，厚度分别为65米和42米。河津西磯口一带，馒头组为浅土黄、灰黑、灰黄绿色薄至中层状粒屑灰岩、泥晶灰岩、白云岩、泥质白云岩夹砾屑灰岩及泥岩，底部为石英细砂岩，总厚51米。图1—3—6显示了下寒武统仅局限于盆地西缘与南缘，并有向西向南加厚的趋势。

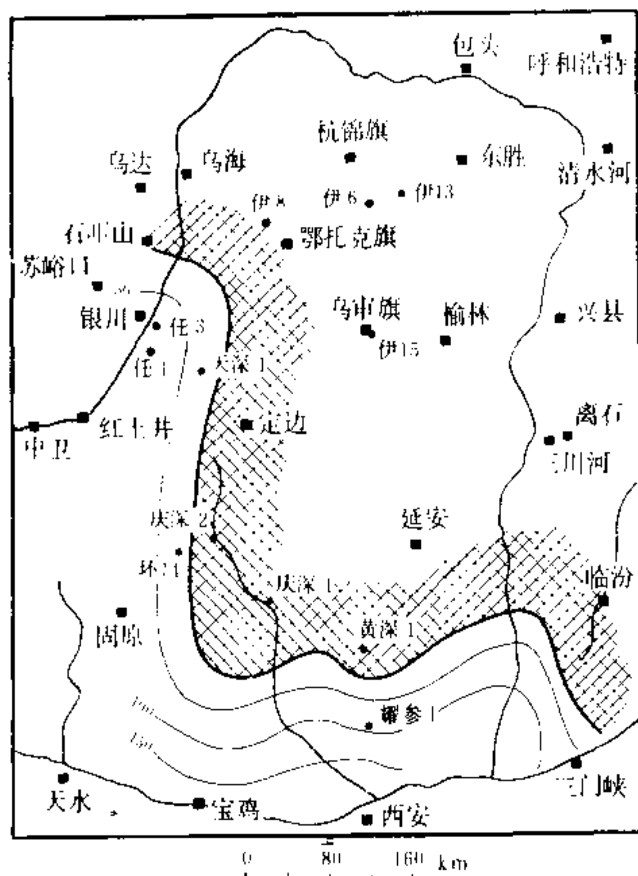


图1—3—6 鄂尔多斯盆地下寒武统等厚图

(2) 中寒武统 自下而上划分为毛庄组❶、徐庄组及张夏组。在盆地西南部陇县一带，毛庄组上部为紫红色灰质页岩夹生物碎屑灰岩、泥灰岩、鲕粒灰岩；下部为灰紫、紫红色白云岩、泥质白云岩及石英细粉砂岩，厚77米。耀县一带岩性与陇县近似，耀参1井厚223米。庆阳古隆起上的毛庄组主要为暗棕、棕灰色、紫棕色灰质碎屑岩，夹碳酸盐岩，与下伏蓟县系呈假整合接触。庆深1井厚63米，庆深2井厚77米。西部桌子山一带为灰色白云岩、砂质白云岩及灰、灰绿色页岩，与下伏长城系呈假整合接触，厚24米。向南至横山堡、天池一带岩性为黑灰色、暗紫褐色石灰岩夹陆屑细粉晶白云岩、及石英粉砂岩等，任3井厚44米，大深1井厚37米。至韦州青龙山一带厚68米。盆地东部岩性为紫红色页岩夹厚层石灰岩。清水河剖面与下伏太古界为不整合接触，厚31米。

徐庄组在盆地南部陇县、平凉、固原老爷山一带厚132～161米，下部为紫色页岩夹亮晶鲕粒灰岩，颗粒灰岩，粉砂质灰岩等；上部为灰色泥晶灰岩、砾屑灰岩及鲕粒灰岩。向东至岐山一带变为页岩夹碳酸盐岩，厚219米。耀参1井上部为灰绿、灰黑色白云质泥岩，暗紫色泥岩，灰黑色白云岩、鲕粒灰岩及海绿石粉砂岩；中部为灰色白云岩、白云质灰岩、鲕粒灰岩夹泥岩；下部为深灰、紫灰、浅灰色白云质灰岩、石灰岩夹鲕状灰岩，厚315米。庆阳古隆起徐庄组厚50米左右。盆地西部为灰色鲕状灰岩、瘤状灰岩、薄层石灰岩与深绿色页岩不等厚互层夹白云质灰岩及竹叶状灰岩，厚168～184米。盆地东部南厚北薄，南细北粗的特征明显。北部为灰绿、黄灰色泥质粉砂岩及粉砂质泥岩夹绿色页岩薄层，厚40米（清水河）；南部西磯口剖面为紫红、灰绿色页岩与灰色厚层状石灰岩、鲕

❶毛庄组在华北地区划分为寒武系下统，本区毛庄组与其对比关系，尚须今后进一步工作。

状灰岩互层，厚 100 米。

张夏组为中寒武世海侵高潮期的沉积。在盆地南部岩性较单一，为浅灰至深灰色粉至细晶白云岩与残余鲕粒白云岩互层，厚 200～349 米。庆阳古隆起庆深 1 井厚 92 米，庆深 2 井厚 65 米。其上覆为奥陶系上马家沟组。盆地西部贺兰山、桌子山地区，张夏组为灰色泥质条带鲕粒灰岩、竹叶状灰岩与页岩不等厚互层，厚 248～259 米。由贺兰山向南至横山堡、天池一带，天深 1 井厚 88 米。

中寒武统的厚度变化仍有向西、向南增厚的趋势（图 1-3-7），由 100 米增厚至 500 米，一般厚度为 100～300 米。

(3) 上寒武统　岩性为灰色中至厚层状粉细晶白云岩、泥质白云岩夹竹叶状白云岩。目前只有贺兰山、河津、清水河等剖面有化石依据，可划分为崮山、长山、凤山三个组，其余地区均不能详细划分。贺兰山苏峪口凤山组含三叶虫 *Paracalvinella cylindrica* 筒状副卡尔文虫，*Plectotrophis helanshanensis* 贺兰山曲大头虫；长山组含 *Changia* sp.张氏虫（未定种）；崮山组含 *Cyclolorenzella* sp.园劳伦氏虫（未定种）。盆地东南的西硙口，上寒武统以白云岩为主，含三叶虫化石 *Calvinella* sp.卡尔文虫（未定种），*Prosaukia* sp.原索克虫（未定种），*Blackwelderia* sp.蝴蝶虫（未定种）。盆地南缘岐山、泾阳一带，发现有相当于凤山组顶部的三叶虫组合，证实与下奥陶统冶里—亮甲山组为连续沉积。盆地西缘陇县、平凉、青龙山至桌子山一带，仅在上寒武统下部发现崮山阶化石，其上覆为下马家沟组。全盆地上寒武统厚度变化不大，为 100 米左右。庆阳古隆起没有接受沉积（图 1-3-8）。

从上述寒武系各统的厚度来看，以盆地西缘最大，其中贺兰山的苏峪口最厚（图 1-3-9），其次是青龙山。从纵向看，中统最厚，上统及下统较薄。从岩性看，下统与中统的下部泥质岩发育，上统白云岩发育。中统上部之张夏灰岩以竹叶状灰岩与鲕状灰岩为特征。

2.奥陶系

晚寒武世末期加里东运动使盆地西部抬升，东部沉降。早奥陶世早期呈西高东低状态，海水从东部入侵，但为时短暂，晚期又恢复为东部抬升、西南部沉降状态。早奥陶世海侵，从冶里—亮甲山期开始，早马家沟期扩大，晚马家沟期达到高潮。除盆地北部乌兰格尔凸起未接受沉积以外，全区均有沉积。

(1) 下奥陶统下部冶里组与亮甲山组，冶里组仅分布于盆地的东南缘。东缘岩性为灰、浅灰、灰黄色白云岩、泥质白云岩夹竹叶状白云岩，由南向北厚度变小，厚 66～72 米。南缘岩性为灰、灰黄色白云岩、泥质白云岩，厚 77～112 米。与下伏上寒武统为连续沉积。

亮甲山组分布范围与冶里组相同。为富含燧石条带及团块的厚层白云岩，由于怀远运动不同程度地遭受剥蚀，南缘厚 120 米左右，东缘厚 32～110 米。下奥陶统下部厚度变化趋向明显，由庆阳古陆之东南，由 50 米渐增至 200 米（图 1-3-10）。

(2) 下奥陶统上部马家沟组　马家沟组分为下马家沟组和上马家沟组（包括峰峰组）。下马家沟组的分布范围。较冶里、亮甲山组广泛得多，除乌兰格尔凸起外，都有厚度不等的沉积。盆地东缘下部岩性为灰、黄灰色薄层状粉晶白云岩、泥晶白云岩、白云质页岩互层、底部夹数层砾岩，其层位、岩性可与徐淮地区的“贾汪页岩”对比；上部为深灰色白云岩夹石灰岩。偏关、清水河一带，本组底部产三叶虫 *Eoisotelus orientalis* 东方古等称虫，*Megalaspidella* sp.小边大壳虫，为华北地区下马家沟组底部常见的化石❶。南部厚度一般不

❶马家沟组在华北地区按化石划为奥陶系中统。与本区划分方案有差别。

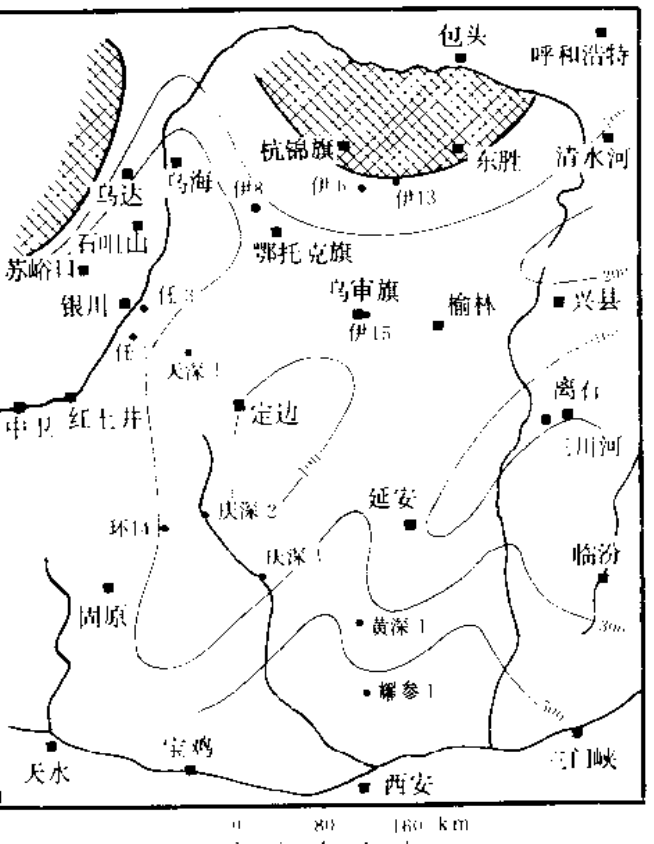


图 1—3—7　鄂尔多斯盆地中寒武统等厚图

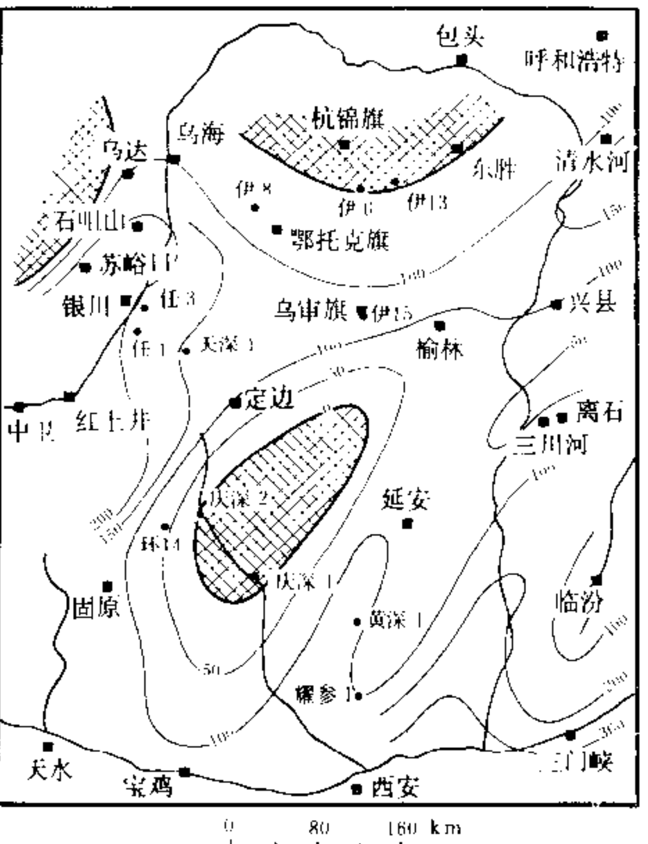


图 1—3—8　鄂尔多斯盆地上寒武统等厚图

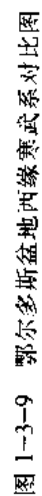


图 1-3-9　鄂尔多斯盆地西缘寒武系对比图

超过 100 米。泾河剖面本组顶部产丰富的牙形刺 *Tangshanodus tangshanensis* 唐山唐山刺，可与华北地区直接对比。盆地西部下马家沟组底部自北而南超覆缺失，厚度变小，北部桌子山厚 451 米，分为下部的三道坎组和上部的桌子山组。三道坎组为灰白、紫红色砂岩、白云质砂岩与砂质白云岩、白云岩互层夹灰色白云岩和豹斑石灰岩。桌子山组为浅灰色泥晶团块粒灰岩夹含泥灰岩及少量亮晶颗粒灰岩。三道坎组假整合于上寒武统崮山组之上。横山堡、天池一带下马家沟组厚 308～413 米，青龙山一带厚 355 米，平凉、陇县一带厚 115～138 米。上述三处，岩性均以石灰岩为主。在近底部产三叶虫 *Eoisotelus* sp.古等称虫（未定种），*Pseudasaphus* sp.假栉虫（未定种）等以及头足类 *Parakogenoceras* sp.拟高原角石（未定种），可与桌子山地区三道坎组地层直接对比；上部产头足类 *Wutinoceras* sp.五顶角石（未定种），三叶虫 *Asaphus* sp.栉虫（未定种），*Pliomerina* sp.小多股虫（未定种），*Basiliella* sp.小帝王虫亚属等，可与桌子山组进行对比。上述化石也可与华北的下马家沟组进行对比。

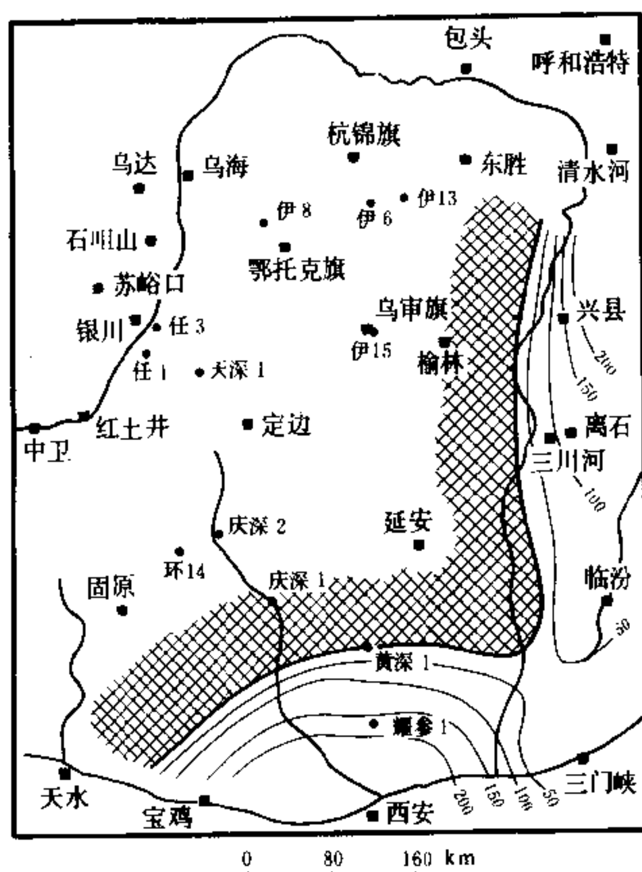


图 1-3-10　鄂尔多斯盆地奥陶统冶里—亮甲山组等厚图

下奥陶统上部地层，盆地各地与外围发育程度及沉积类型有差异。东缘发育上马家沟组（包括峰峰组），岩性下部为灰、黄灰色中至薄层泥晶、粉晶白云岩与同色薄板状、页状泥质白云岩互层夹同生角砾白云岩，块状泥至粉晶白云质灰岩；中部为深色厚层状块状白云岩夹薄页状粉细晶白云岩及少量燧石条带及团块；上部为深灰、灰色块状粉晶、泥晶白云岩与灰色薄至中层状泥至粉晶白云岩、泥质白云岩、泥灰岩互层，顶部夹有泥岩和块状石灰岩，厚 201～309 米。偏关地区采有 *Armenoceras manchurensi* 满洲阿门角石，*A.resseri* 雷氏阿门角石，*A.couling* 考灵氏阿门角石等，都是华北地区上马家沟组的常见化石。西部北段桌子山地区称为克里摩里组，岩性为黑灰色薄层泥晶灰岩夹黑色页岩，包括含 *Pterograptus elegans* 精美翼笔石带、*Amplexograptus confertus* 紧密围笔石带。这两个带是我国南方宁国组最上部笔石带的同名带，故其时代应为宁国晚期。位于庆阳古隆起的庆深 1 井和庆深 2 井，本组分别厚 76 米和 55 米，岩性为灰色粉晶白云岩、浅灰色膏白云岩及白云岩，于庆深 1 井奥陶系顶面以下 4 米处发现牙形刺 *Cordylodus* sp.肿齿刺（未定种），*Cyrtoniodus complicatus* 复杂弓齿刺。后者曾见于偏关、清水河及陇县。上马家沟组的下部，与下伏寒武统呈假整合接触，顶覆以含䗴科化石的上石

炭统太原组。西部南段陇县、平凉、环县一带称三道沟组，岩性为灰色厚层状泥晶灰岩、钙藻灰岩夹少量砂屑灰岩，厚134～383米。近年来，在平凉、陇县三道沟石灰岩的上部发现中统最底部的牙形刺化石 *Pygodus serrus* 锯臂刺及 *Glyptograptus teretiusculus* 圆滑雕笔石带的重要分子 *Glyptograptus* cf. *siccatus* 干燥笔石等，说明三道沟组石灰岩上部应属中奥陶统。

南缘地区下奥陶统上部厚552～744米，可划分为上马家沟组、峰峰组与石马坪组。前二者与华北地区相应地层的岩性相似，所含牙形类亦可分别与华北地区上马家沟组及峰峰组的牙形类动物群直接对比。顶部的石马坪组为一套厚300～500米的深灰色厚层块状白云岩、藻白云岩。该组所含牙形类动物群与峰峰组相近。

下奥陶统马家沟组的沉积厚度仍向西南缘明显增大，由500米增大至1000～2000米，榆林—米脂地区厚600～900米，庆阳古隆起厚仅100米（图1–3–11）。

(3) 中奥陶统平凉组　仅分布于盆地的西部及南部边缘地带，为笔石页岩相沉积，包括了五个笔石带：Ⅴ.*Climacograptus geniculutus* 漆状栅笔石带；Ⅳ.*Amplexograptus gansuensis* 甘肃围笔石带；Ⅲ.*C.Peltifer* 盾型栅笔石带；Ⅱ.*Nemagraptus gracilis* 纤细丝笔石带；Ⅰ.*Glyptograptus teretiusculus* 圆滑雕笔石带。可与西段整个中奥陶统的标准化石带对比，其下部相当我国华南胡乐阶或华中的庙坡组，第Ⅳ、Ⅴ两个笔石带则分别相当于祁连山区的天祝组和斯家沟组，厚650～1072米。靠近盆地本部厚度变薄，龙门洞剖面揭示厚度仅132米。岩性为黑蓝绿色钙质页岩夹泥质灰岩及角砾岩，其中五个笔石带发育齐全。顶界与上奥陶统背锅山组呈假整合接触。宁夏大小罗山一带岩性为变质砂岩，厚达1058米，未见顶底。盆地西部北段桌子山一带的中奥陶统自下而上分为乌拉力克组、拉什仲组、公乌素组及蛇山组。乌拉力克组为黑色页岩夹深灰色泥晶灰岩，厚33米。拉什仲组为灰绿色泥岩与粉砂岩互层，厚288米。公乌素组为黄绿色页岩、泥灰岩、泥粉晶灰岩、薄层粉砂岩互层，厚度大于84米。以上三组地层所含笔石分别属 *Glyptograptus Teretiusculus*（圆滑雕笔石带；*Nemagraptus gracilis* 纤细丝笔石带，可与南段平凉组对比。蛇山组下部为黄绿色灰质页岩夹含棘皮碎屑的鲕粒灰岩；上部为灰黄色含砾生物碎屑、鲕粒亮晶白云化灰岩夹黄绿色页岩，厚11米，其上与中石炭统本溪组呈假整合接触。桌子山一带中奥陶统厚383米，向西急剧增厚，至贺兰山麓胡家台一带厚度大于2055米。

中奥陶统的沉积厚度由盆地边缘向西、南方向明显增厚，由200米增加到800米甚至2000米，详见图1–3–12。

(4) 上奥陶统背锅山组　仅分布于鄂尔多斯盆地边缘的泾阳、陇县、固原及大青山、乌拉特前旗一带。陇县地区岩性为浅灰色及玫瑰红块状砾屑灰岩、泥粉晶灰岩及钙藻灰岩、生物碎屑灰岩及少许页岩，厚439米。固原王洼厚126米，北部大佘太厚29米。其岩性类同，都含丰富的珊瑚、三叶虫、腕足类化石。其中珊瑚有 *Favistella* 蜂房星珊瑚及 *Plasmoporella* 似网膜珊瑚，是青海门源上奥陶统扣门子组上部的重要分子。腕足类 *Sowerbyella* 小苏维伯贝，*Zygospira* 轭螺贝属也是甘肃北山地区上奥陶统锡林柯鄂博组下石灰岩段中的重要分子，而且岩性也与以上两个地区相似。

图1–3–13明显地反映了盆地中央古隆起的存在。下奥陶统在庆深1、2井厚度明显变薄，且缺失中奥陶统，在其两侧岩性也有变化，其东部盐膏发育，厚度也由靖边陕参1井马家沟组的600余米向东之榆9井（米脂县以东）增厚至900米。

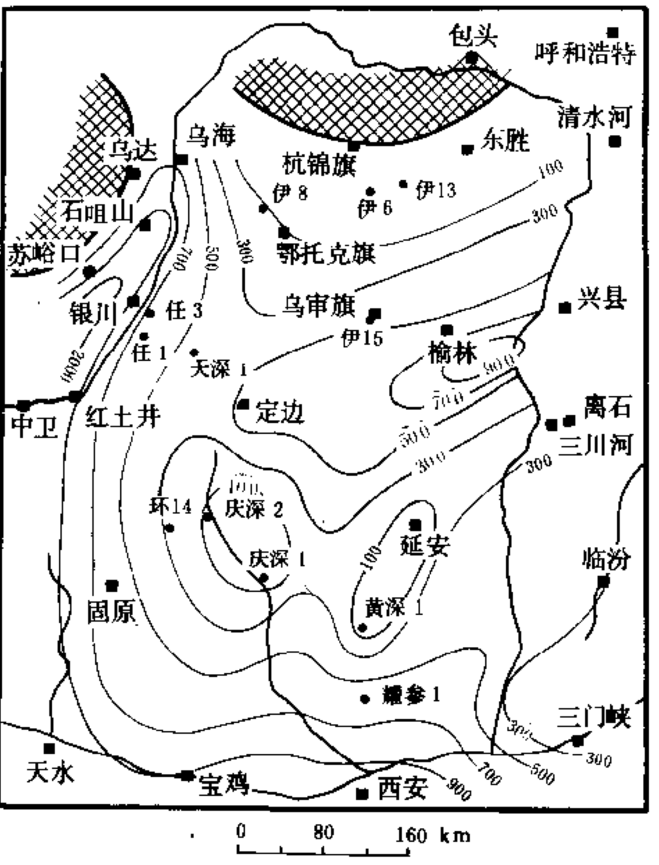


图 1–3–11　鄂尔多斯盆地下奥陶统马家沟组等厚图

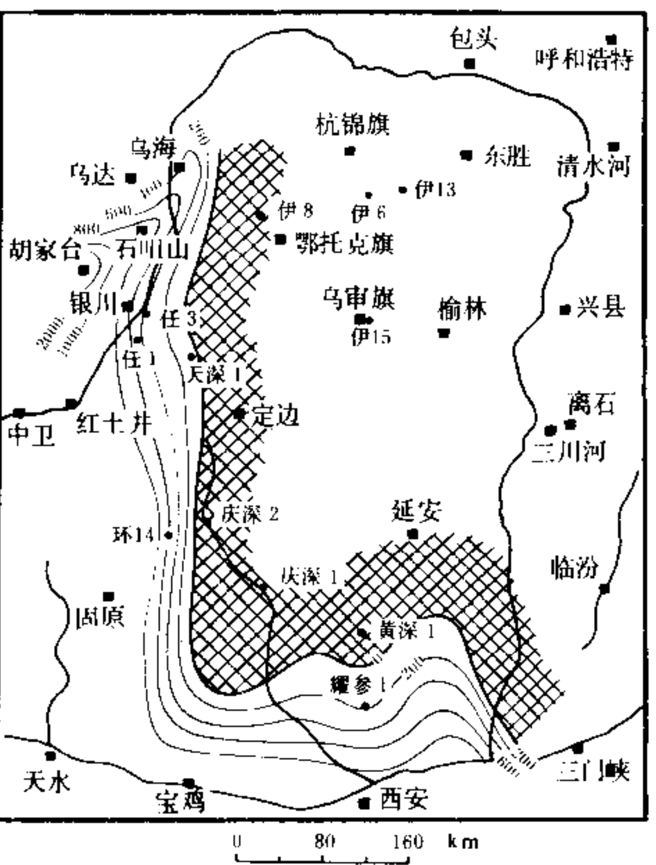


图 1–3–12　鄂尔多斯盆地中奥陶统等厚图

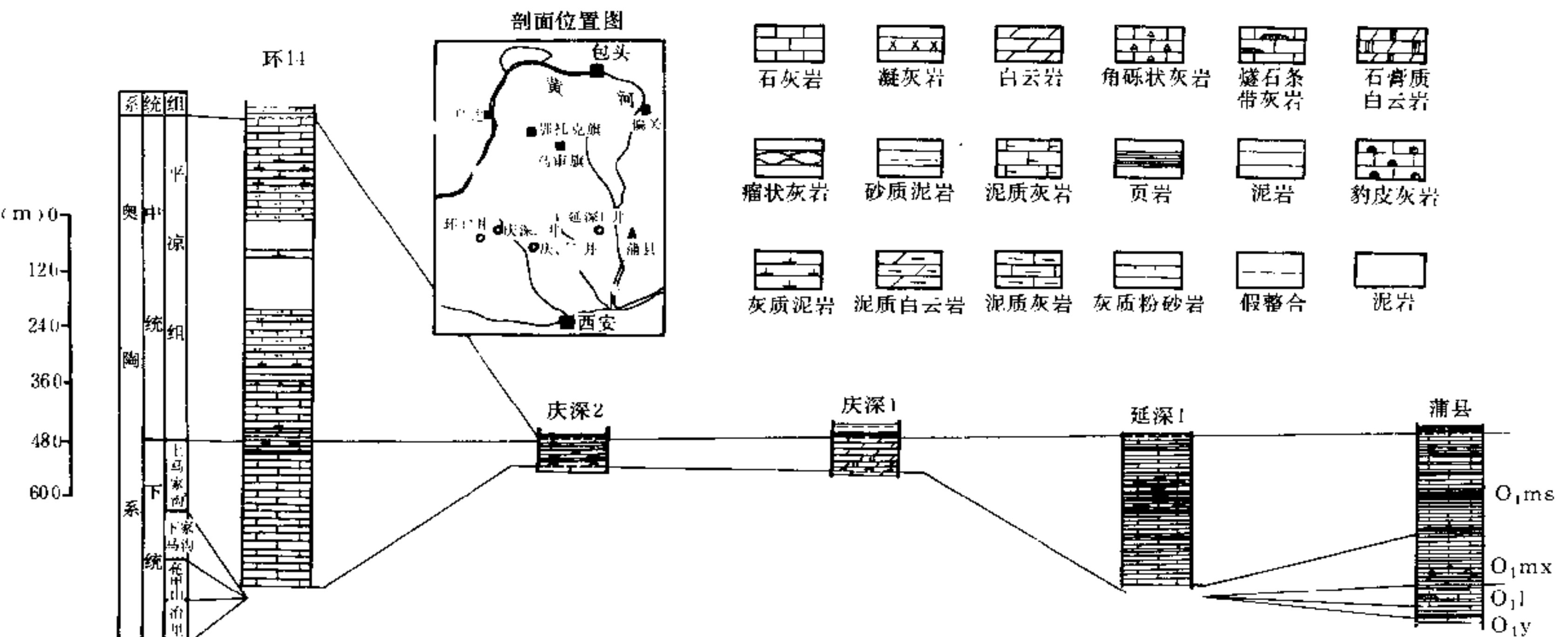


图 1-3-13 鄂尔多斯盆地奥陶系对比图

气候演化(累进)	沉积旋回(累进)	相	亚相	成煤期	界	系	统	组	段	油层组	比例尺(m)	剖面	地震反射层	厚度(m)	岩性综述	含油气性
					中	白垩系	下统	志丹组	宜君层		0			0~450	棕灰色砾岩夹砂岩	
第三轮潮湿—干旱	7		湖沼相			侏罗系	中统	安定组 J_2a						80~150	棕红色泥岩为主，上部夹杂色泥灰岩	
			干旱湖沼相					直罗组		直1	200			200~400	上部棕红色为主，下部渐变为蓝灰、灰绿色泥岩与灰白色砂岩互层	红井子、大水坑获工业油流
										直2	400					
										直3						
			河流相							直[illegible]	600		T_4			
	6		湖沼相	三次成煤			下统	延安组	四	1、2、3	800			250~300	灰黑色泥岩与灰白色中细砂岩夹煤层	宁夏、陇东地区为主要产油层
									三	4、5					灰黑色泥岩与灰白色砂岩夹煤层，底部发育巨厚含砾粗砂岩	宁夏、陇东、吴旗地区为主要产油层
									二	6、7、8						
		河流沼泽内陆湖泊相	河流相		生				一	9	1000		T_5			
								富县组 J_1f		10				0~150	杂色泥岩夹灰白色粗砂岩	马岭油田产油层
	5		河沼相	二次成煤		三叠系	上统	延长组	第五段	长1				0~245	深灰色泥岩夹浅灰色细砂岩粉砂岩及煤层	下寺湾油田产油层
									第四段	长2	1200			120~160	浅灰绿色厚层细砂岩夹深灰色泥岩	永坪安寨等油田产油层
										长3	1400			0~170	深灰色泥岩与灰绿色粉细砂岩互层	安寨油田产油层之

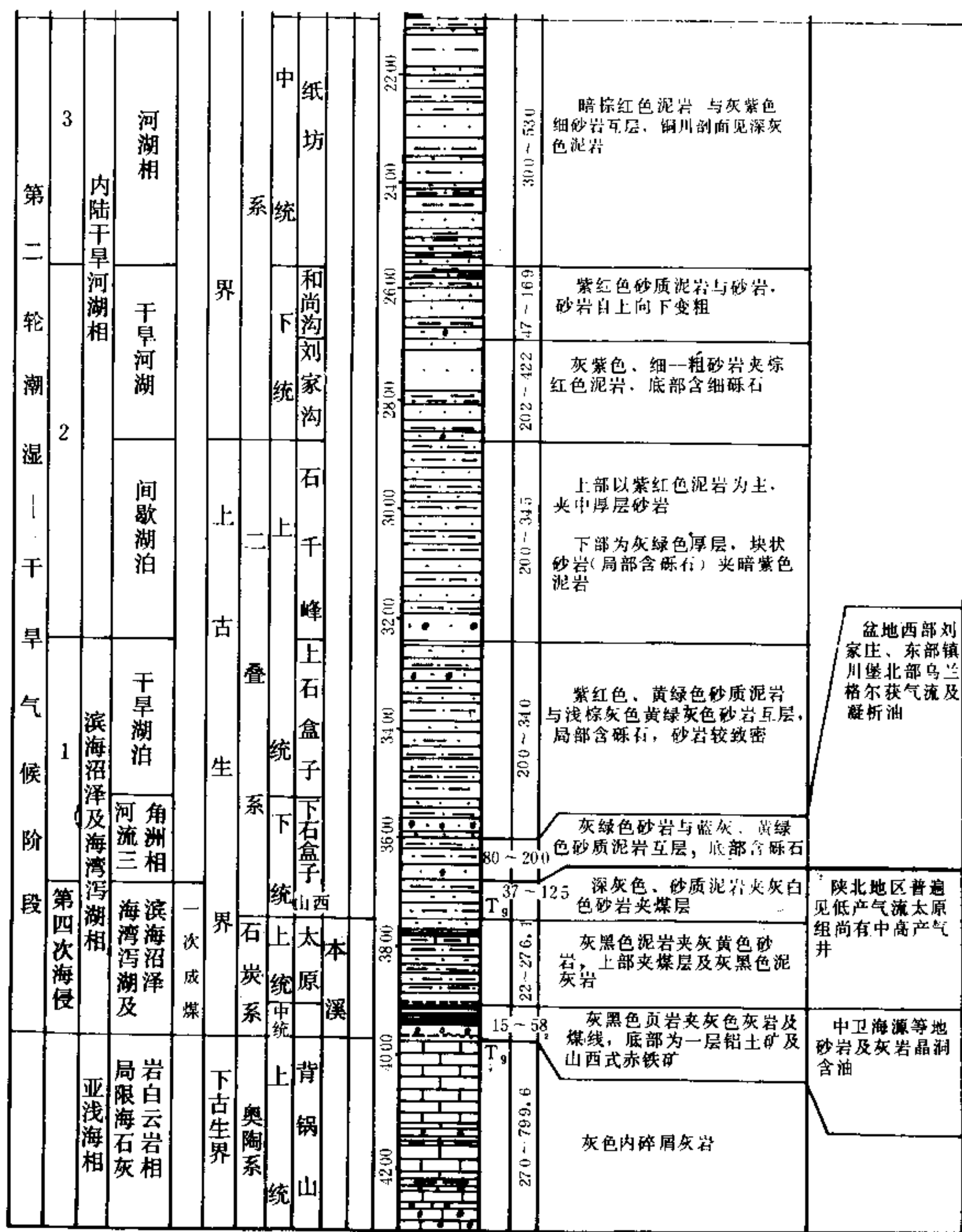


图 1-3-14 鄂尔多斯盆地上古生界—中生界综合柱状图

第二节　上古生界—三叠系、侏罗系

一、上古生界[1]

志留纪、泥盆纪及早石炭世本区没有沉积（图1–3–14）。

1.中上石炭统

(1) 中石炭统　盆地西部为靖远组、羊虎沟组，东部为本溪组。盆地西缘和中东部的中石炭统在岩性组合、矿物特征、生物群落、海侵方向等方面都不相同，所包含的地层时代也不完全一致。

靖远组分布范围仅限于盆地西缘胡鲁斯台、苏峪口、烟筒山一带及其以西地区，以发育一套黑色页岩为其特征，夹石英砂岩、薄层碳酸盐岩及煤线，旋回性不清楚。含纳缪尔期菊石及相当纳缪尔期的 *Lepidodendron aolungpylukense* 欧龙布鲁克鳞木，*Linopteris densissima* 密网羊齿植物组合。与下伏前石炭系地层为不整合接触。

羊虎沟组分布于乌海—定边—庆深2井一线以西，为黑色泥、页岩与砂岩不等厚互层，夹泥—粉晶白云岩、薄层灰质白云岩及煤线，含较多的草黄铁钒矿及菱铁矿。砂岩成分复杂，岩屑含量较下伏地层增多。含化石，动物为 *Anthracoceras* sp.石菊石（未定种）—*Chonetes* 戟贝组合。植物为 *Neuropteris gigantea* 大脉羊齿—*linopteris brongniartii* 短网羊齿组合。孢粉为具环孢—网面三缝孢组合。孢子占绝对优势，含量达96.6～99。40%，花粉处于极次要地位。具环三缝孢占19.7～53.2%，其中 *Densosporites* 套环孢属占具环孢的半数。总的面貌与西欧维斯发期相似。厚200～400米（图1–3–14）。与下伏地层为不整合接触。

本溪组分布于东胜—榆林—延安—线以东，底部为黄褐色铁质结核透镜体及灰白色铝土质粘土岩，即所谓铁铝岩段，其上为深灰色砂质泥岩、泥岩夹煤线、往东逐渐夹不稳定的含骨屑粉晶—微晶灰岩。厚度40米左右（图1–3–15），与下伏地层呈不整合接触，其生物组合与西部羊虎沟组不同，且东部䗴科化石极为丰富。其层位相当于羊虎沟组的中上部，缺失下部沉积。

(2) 上石炭统　太原组沉积时盆地东西已连成一片。除乌兰格尔凸起和渭北隆起的较高部位缺失外，全区均有沉积，但仍存在着东西差别。盆地西缘为灰白色块状石英砂岩、黑色泥页岩、粘土岩互层，夹薄层灰质白云岩、生物碎屑灰岩及可采煤层，厚度50～300米（图1–3–16）。盆地东部，底部为灰白色石英砂岩，向上过渡为粉细砂岩，有时含菱铁矿结核及鲕粒；中上部为黑色泥岩、粉细砂岩夹石灰岩及可采煤层。煤中含硫量高，称"臭煤"。厚度50～100米（图1–3–16），以普遍可见纯石英砂岩为特征。

生物组合以含 *Dictgoleostus taiyuauesis* 太原网格长身贝，鳞木类如 *Lepidodendron oculis–filis* 猫眼鳞木，*Lepidodendron posthumii* 斜方鳞木为其特征，䗴科化石主要有 *Quasifusulina* 纺锤䗴，*Triticites* sp.麦粒䗴，*Pseudoschwagerina* sp.假希瓦格䗴等。孢粉组合：西部称 *Peudolycospora radiatis* 放射假鳞木孢—*Gulisporites discersus* 蝶饰匙唇孢—*Thumonspora theissenii* 什氏瘤面单缝孢组合；无环三缝孢明显居于优势占47.1～59.7%，特别是 *Punctatisporites* 瘤面三缝孢属、*Lecotriletes* 光面三缝孢属和 *Gulisporites* 喉唇三缝孢

[1]陈安宁等，1985，陕甘宁盆地上古生界岩相古地理专题研究报告。

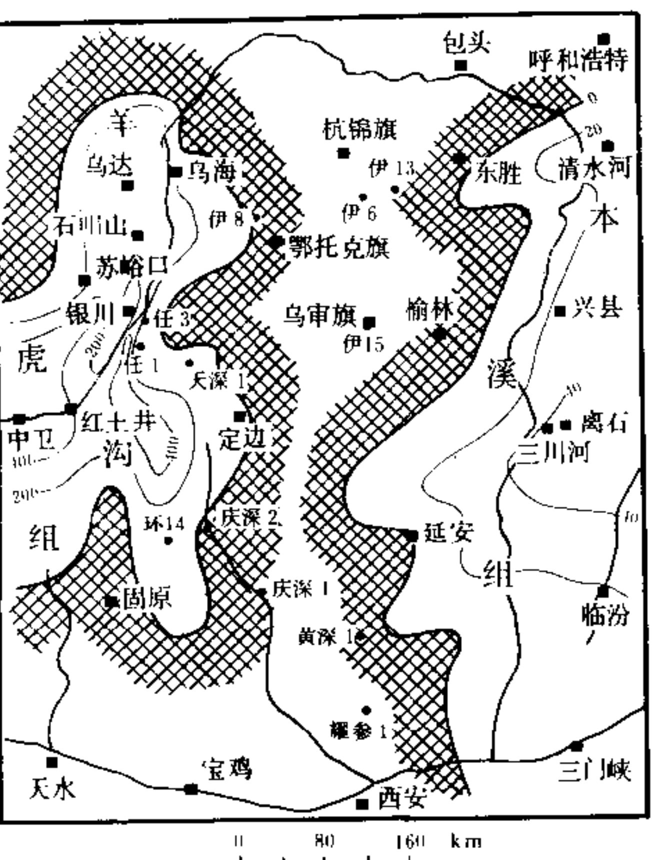


图 1-3-15　鄂尔多斯盆地中石炭统羊虎沟、本溪组等厚图

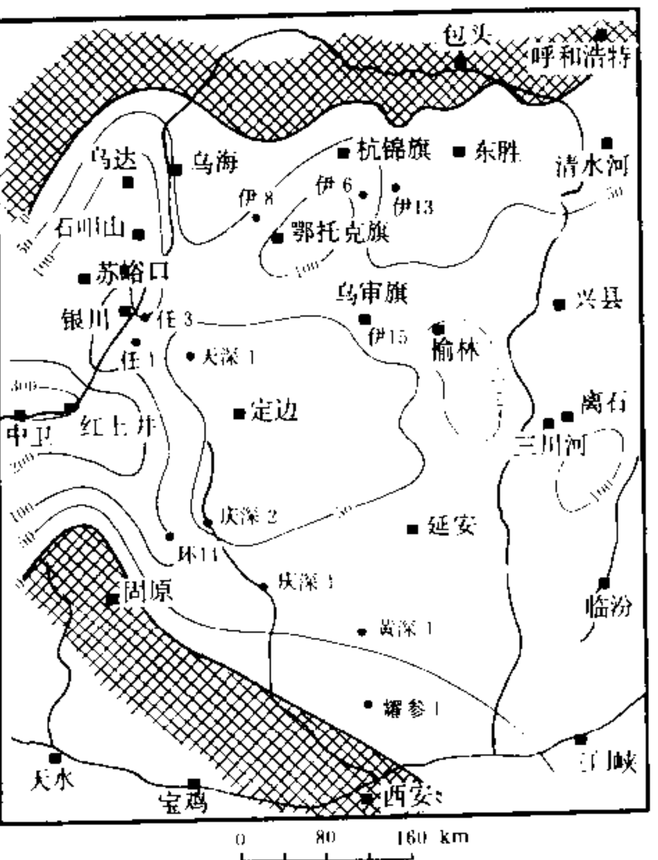


图 1-3-16　鄂尔多斯盆地上石炭统太原组等厚图

属很丰富。东部为 *Gulisporites cochlearius* 匙喉唇三缝孢—*Thymospora theissenii* 什氏瘤面单缝孢—*Torispora securis* 小斧一头沉孢组合，唯单缝孢含量更高，具环孢则较单调且少。有孔虫以 *Tetrataxis Plana* 低平四排虫—Clima-cammina gigus 大型梯状虫组合为特征。

电性特征与上覆、下伏地层均不同，自然电位偏负，视电阻率高，与下伏中石炭统为整合接触，与前石炭系为不整合接触。

2.二叠系

石炭系与二叠系为连续沉积，二者的界线划分问题在国内外均有争论。我国的传统分法是以 *Pseudoschwagerina* 假希瓦格䗴带的顶做为石炭系的顶。对陆相地层部分一般以 *Taeniopteris multinervis* 多脉带羊齿和 *Emplectopteris triangularis* 三角织羊齿等的出现，也就是李星学的中期华夏植物群早期 *Emplectopteris triangularis* 三角织羊齿—*Emplectopteridium alaum* 翅编羊齿组合作为二叠纪的开始。

随着勘探和研究工作的不断深入，已积累了大量的资料，表现山西组与太原组之间存在明显差异。

——下二叠统山西组的岩石成分较杂，除少数石英砂岩外，大量的是石英杂砂岩、长石杂砂岩，与上石炭统太原组的纯石英砂岩形成鲜明对照。

——山西组砂岩中富含高岭石、白云母片，俗称"牛毛毡砂岩"，在剖面上易于与太原组区别。

——山西组和太原组的煤的形成环境截然不同，因而煤岩性质和显微组分，硫、磷含量，灰分及其成分，微量元素 Nr、Hr、Or 含量都有差异（表 1-3-2）。

表 1-3-2　山西组太原组煤质显微组分和微量元素对比表

地　层	显微组分		自然硫（%）	磷（%）	灰分（%）	Hr（%）	Or（%）	Nr（%）	俗称
	镜质组	丝质组							
下二叠统山西组	30～80	20～60	0.5～1.0	0.01～0.05	20～30	1.5～4	3～7	0.2～1	香煤
上石炭统太原组	80～90	5～10	1～5	0.05～0.1	10～25	3～6	2～4	0.8～2	臭煤

——山西组和太原组的孢粉组合，均以出现 *Sinulatisporites Shanxiensis* 山西曲环三缝孢，*S.corrugatus* 具瘤曲环孢，*Striolatosporites rarifasciatus* 多脊肋纹孢为标志，但山西组以 *Gulisporties* 匙唇孢属含量明显升高为特征，区别于太原组。孢子含量高（87.4～92.1%），花粉处于次要地位（7.2～12.1%），具环三缝孢一般平均占 4.3%，其中 *Sinulatisporites* 曲环三缝孢属，*Lycospora* 鳞木孢属，*Crassispora* 盾环三缝孢属含量较高，无环三缝孢较太原组明显上升占 49.2～69.4%，单缝孢更为丰富，最高含量可达 46.1%，花粉以 *Florinites* 周囊粉属居优势，双气囊粉数量和类型均增加。

据上述特点，在盆地东西两侧把最末一次海侵的结束，作为二叠系的开始，即将石炭系上部的一层石灰岩、泥灰岩或泥岩之顶作为石炭系之顶。划分结果与上述岩性、生物界线基本一致。

(1) 下二叠统　下二叠统包括山西组和下石盒子组。山西组除乌兰格尔凸起顶部及盆地南部的岐山、麟游一带缺失外，全区均有分布。盆地东西部沉积特征基本趋于一致，以一套

海退后的三角洲碎屑岩沉积为主，岩性为灰白色砂岩、灰绿色泥页岩不等厚互层或组成1～3个反旋回。厚度100～150米（图1-3-17），与下伏太原组呈整合接触，在平凉二道沟一带超覆于奥陶系之上。

下石盒子组除盆地北部乌兰格尔凸起南部岐山麟游一带缺失外，全区均有分布。以河流相粗碎屑沉积为主。下部为灰绿—黄绿色块状含砾粗砂岩，上部为黄绿色砂、泥岩互层，组成一个正旋回。盆地南部常夹暗色泥岩及煤线，厚度100～200米（图1-3-18）。与下伏山西组呈整合接触。本组以黄绿色（井下多为褐灰、灰绿色）与山西组的灰黑色在地面形成一明显界线。大部地区为岩屑石英砂岩及长石岩屑石英砂岩。底部砂岩一般为高电阻，自然电位偏负，呈大段箱状—钟状。

植物化石组合与山西组相近，同属中期华夏植物群。较广泛地分布 *Plagiozamites oblongifolius* 椭圆斜羽叶。孢粉组合为 *Gulisporites convolvnlus* 突起匙唇孢—*Sinulatisporites corrugatus* 具皱曲缝孢，孢子占77.2～90.4%，花粉其次。具环三缝孢只有 *Sinulatisporites* 曲环三缝孢属，高于山西组。太原组的分子基本消失。单缝孢明显下降，花粉中双气囊粉明显增加，且类型更为复杂。*Vitreisporites* 开通粉属、*Platyaccus* 宽囊粉属开始出现。无环三缝孢占绝对优势，达62.6～70.7%，因此从孢粉的角度把具环孢的衰减，匙唇孢的再度上升及单缝孢的明显下降作为石盒子组的底界，此界线与传统分法基本一致，仅西部刘家庄地区此界线比原来有所提高。

(2) 上二叠统　上二叠统包括上石盒子组和石千峰组。

上石盒子组分布范围与下石盒子组相同，厚200米，向东有加厚趋势（图1-3-19）。该组最显著的特征是一套暗紫红、灰紫红色（茄子色）的湖相泥岩夹杂色砂岩及薄层凝灰岩。泥岩含砂，具蓝灰色斑块。砂岩成分复杂，以长石质岩屑砂岩、长石砂岩为主。重矿物中绿帘石含量普遍较下石盒子组高。并含数层色彩鲜艳的凝灰岩，其岩性主要是玻屑凝灰岩、晶屑凝灰岩及沉积凝灰岩等。本组自然电位偏正，视电阻率较低。

在古生物方面，李星学在1979年将我国上石盒子组植物群称为晚期华夏植物群，即 *Gigantonoclea hallei* 栗叶单网羊齿—*Fascipteris* sp. 束羊齿（未定种）—*lobatannularia ensifolia* 剑瓣轮叶组合。*Taeniopteris* 带羊齿特别繁盛，该组合的典型分子在上石盒子组均较普遍。孢粉中花粉的含量进一步增高，接近或超过孢子含量，主要为松柏纲的分子，气囊分化较好，本体多具肋条或短缝。与早二叠世比较发生了质的变化。孢子中具环三缝孢含量增高。

石千峰组除阿拉善地区可能缺失外，其它地区均有分布，为紫灰色含砾砂岩与紫红色砂质泥岩互层，局部地区在其中上部夹薄层石灰岩及泥灰岩。自成一正旋回，在盆地西缘与上石盒子组呈假整合接触，中东部为整合接触。石千峰组与上石盒子组比较其特点是：泥岩为紫红、棕红色，色彩鲜艳，质不纯，且含砾。普遍含钙质结核。砂岩成分以岩屑、钾长石为主，一般为长石岩屑石英砂岩和岩屑长石砂岩。重矿物中绿帘石含量普遍进一步增高。电性特征：一般自然电位曲线形态呈长齿状，视电阻率曲线形态为梳状或箭状，与上石盒子组湖相泥岩的平滑曲线可截然分开。上覆下三叠统刘家沟组。

石千峰组厚250米左右（图1-3-20），向盆地南、北部有增厚趋向。

由石炭—二叠系对比图（图1-3-21）可见，中、上石炭统厚度小，变化不大，但在盆地西缘的乌达一带加厚至1900多米。下二叠统为暗色含煤地层，上统为红色或杂色砂、泥岩，各地厚度变化不大。

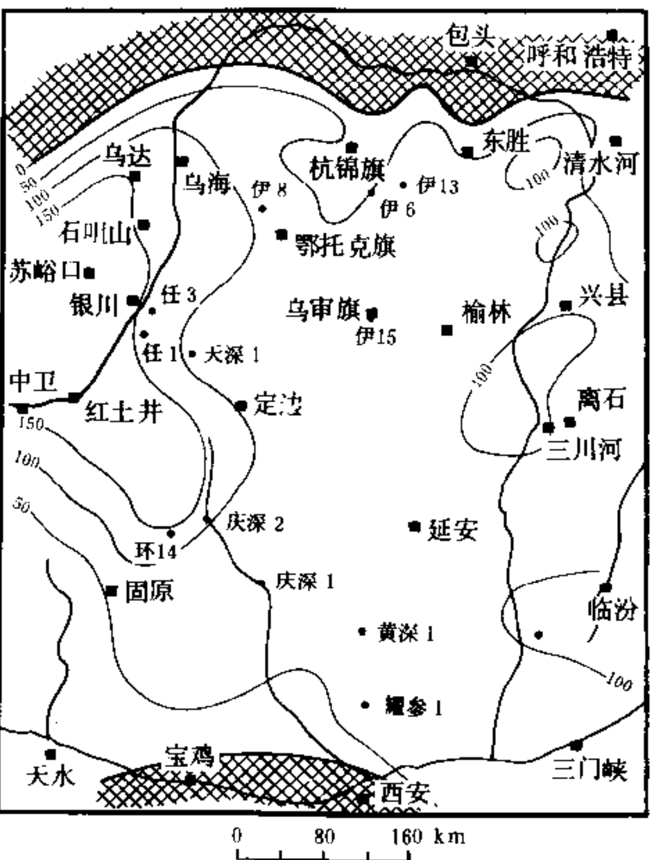


图 1-3-17　鄂尔多斯盆地下二叠统山西组等厚图

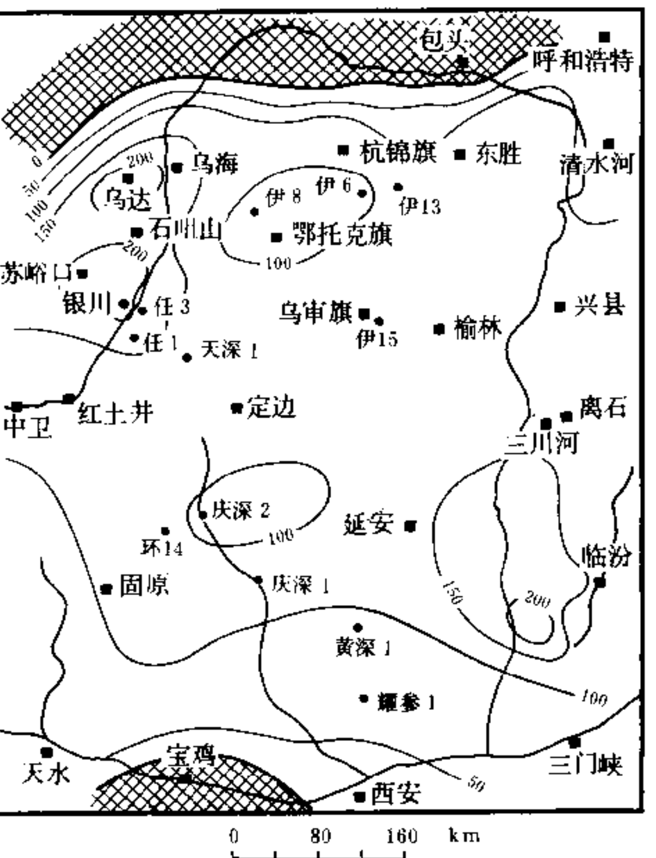


图 1-3-18　鄂尔多斯盆地下二叠统下石盒子组等厚图

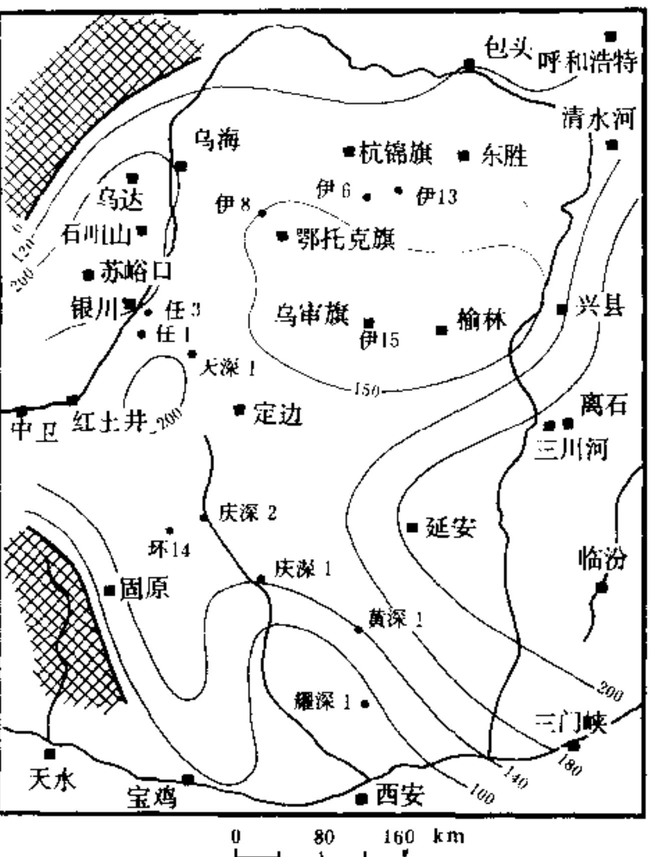


图 1-3-19 鄂尔多斯盆地上二叠统上石盒子组等厚图

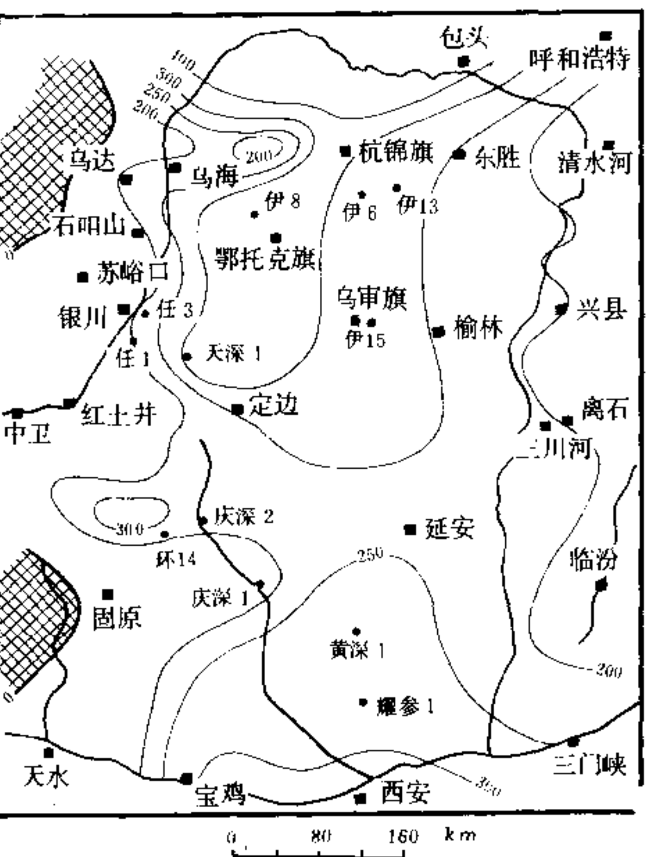


图 1-3-20 鄂尔多斯盆地上二叠统石千峰组等厚图

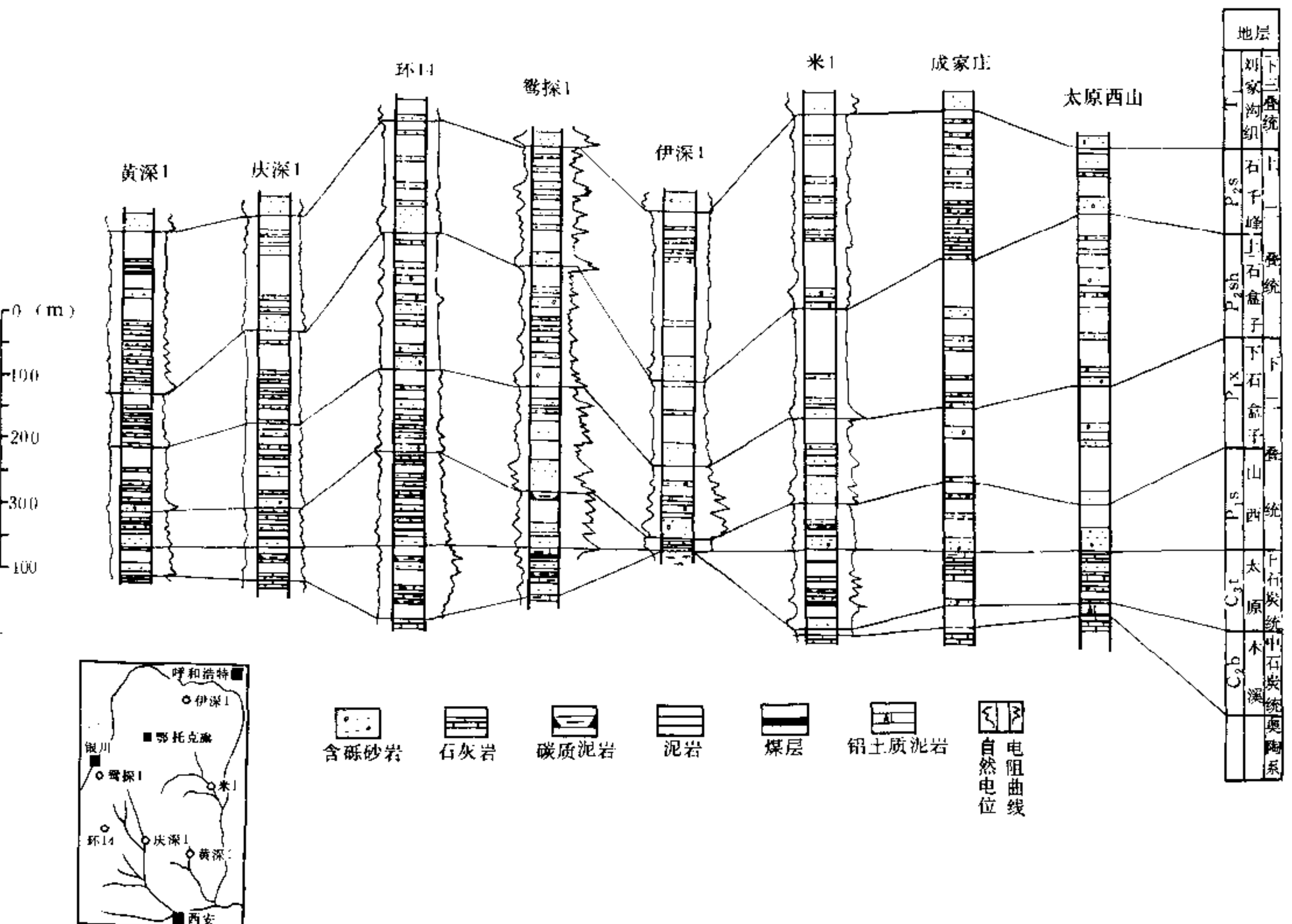


图 1-3-21 鄂尔多斯盆地石炭—二叠系对比图

二、中生界

*1.*三叠系

(1) 下三叠统　自下而上分刘家沟组及和尚沟组。

刘家沟组除在西南缘华亭、陇县一带可能未沉积外，其余地区均有沉积。在盆地东缘及南缘，其岩性上部为灰白、浅紫灰、灰紫色厚层—块状细粒砂岩、棕红、灰紫色薄—厚层状粉砂岩，棕红、紫红色粉砂质泥岩及灰紫色中砾岩，而以细砂岩为主，四者呈略等厚互层；下部以浅灰紫，紫灰色中—厚层细粒砂岩为主，夹灰紫色薄层粉砂岩及紫红、棕红色泥质粉砂岩。自下而上粉砂岩增多，泥质岩颜色加深，含云母较多，层理清晰。本组由东北向西南厚度减小，岩性变粗，砾岩增多，长石含量增加。北准狮子沟、府谷一带厚 383～408 米，往南至沮水、铜川地区厚仅 133～165 米。与下伏地层为连续沉积。

在西南缘麟游好时河一带，岩性下细上粗。下部砂岩中富含泥砾，交错层理发育。底部为深灰、蓝灰色粉砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩与深灰、紫灰色细粒长石砂岩互层，砂岩斜层理发育。于其中采有海相瓣腮类海蛇尾、腕足类等化石，经顾知微、杨遵义、俞隆美等鉴定为 *Pteria ?* sp. 〔cf. *P.murchisoni* (*Geinitz*)〕翼蛤属（疑问属）近似宽翼蛤，*Unionites* sp. 〔cf. *U.fassaensis* (*Wissmann*)〕蚌形蛤（疑问种）近似法萨蚌形蛤。麟游一带地层厚度较大，约 350 米，泾河、耀县、铜川厚 100～150 米。与下伏上二叠统孔家沟组为轻微角度不整合接触。

西缘本组地层于平凉二、三道沟、崆峒山至太统山、环县石板沟、同心新断头、贺兰山汝箕沟、胡芦斯台、桌子山苦利亚哈萨图等地均有出露，岩性主要是一套暗红色砾岩、石英砾状砂岩、灰紫色石英粗砂岩夹不规则紫红色砂岩条带。

盆地北部伊克昭盟以东地区的刘家沟组可以分为上下两套，上部主要为紫红色、灰绿色、灰白色砂岩与含砾砂岩呈不等厚互层，砂岩成分以石英为主，分选差，灰质胶结；下部为灰绿色、紫红色砂岩夹紫红色泥质砂岩、砂质、粉砂质泥岩，岩性略细于上部。向西至东参 1 井上部变细，泥岩夹层增多，加厚。下部变粗，可为含砾粗砂岩。再往西到杭参 8 井则为一套灰紫色含砾石砂岩，上下两套不可分。与下伏石千峰组为连续沉积，一般厚 400 米，黑桃沟地区较厚达 609 米，柳沟地区最厚达 823 米。

和尚沟组除在盆地的西缘同心—环县石板沟、新断头一带后期遭受剥蚀，华亭策底街、陇县景福山一带可能无沉积外，全盆地均有沉积，岩性也相对稳定，主要为一套桔红色、棕红色、紫红色泥岩、砂质泥岩为主的沉积，富含灰质结核，夹少量紫红色砂岩（如东部及南部）或砂砾岩（如在东部）。与下伏刘家沟组为连续沉积，共同组成一个沉积旋回。厚度各地不一，以准格尔旗榆树湾最厚，为 182.98 米；石川河最薄，为 42.39 米。

近年来，在和尚沟组中采到了叶胶介、介形类、孢粉以及脊椎动物、植物等不同门类的化石，有了较充分的确定地层时代的依据。

(2) 中三叠统纸坊组　主要出露在盆地边缘，盆地内部在探井中多钻遇。除北部柳沟缺失外全盆地均有分布。

在盆地东缘及东南缘，纸坊组的岩性为紫褐、紫红色粉砂质泥岩与淡红色长石砂岩互层，普遍含灰质结核、具虫迹。砂岩中长石含量较高，超过 40%，泥质胶结为主，向上泥质岩增多，从北向南沉积变细，厚度增大，在上部且夹有灰绿、黄绿色粉砂质泥岩及细砂岩的互层，北部含有植物化石及脊椎动物化石。府谷—佳县地区厚 160 米，石楼、吴堡一带厚 280 米，铜川—薛峰川一带厚 400～500 米。与下伏和尚沟组为假整合。

盆地南缘铜川以西至麟游地区岩性可分为二段。上段根据岩性组合又可分为上、中、下三部分：上部为灰、灰绿色中厚层细——中粒砂岩与深灰、暗绿、灰绿色泥岩、砂质泥岩不等厚互层夹薄层泥灰岩、页岩及煤线；中部为灰、深灰色泥岩、砂质泥岩夹中厚层细至粉砂岩及煤线，砂岩以中厚层状为多，块状较少，成分基本上同上部，粒度较细，灰质、泥质胶结，多具斜层理；下部为灰绿、绿色中厚—厚层状细、粉砂岩与黄褐、灰绿色砂质泥岩、泥岩不等厚互层，夹页岩及煤线。砂岩以石英为主，含长石、白云母及黑色矿物，灰质胶结，圆—次圆状，细粒多，斜层理发育。

下段为灰绿色块状—厚层细粒长石砂岩，夹紫红、棕红色泥岩及砂质泥岩。砂岩以石英为主，含长石较多，富含黑云母，颗粒为次圆—次棱角状，灰质胶结，具斜层理，其上部在纵、横向上变化均大。在麟游一带厚 414 米，泾川最厚达 1066 米，石川河、铜川一带厚 687～866 米。与下伏地层为假整合接触。

在盆地西南缘平凉崆峒山、太统山一带本组亦有出露，仍可分为上、下两段。上段厚 207.2 米；下段厚 297.3 米。

在盆地北部自东往西地层厚度减小。上部为灰绿色、灰白色块状含砾石中—粗粒砂岩与暗紫红色粉砂质泥岩互层；下部为灰绿色、黄绿色、灰紫色块状含砾石中—粗粒砂岩夹紫红色粉砂质泥岩。砂岩交错层理发育，向西变为灰绿色、暗紫棕色泥质粉砂岩、砂质泥岩及中粗粒砂岩、细砾岩、与下伏地层为假整合接触。在准旗石尧沟厚 213.6 米、准旗狮子沟厚 212.35 米，东参 3 井厚 149.0 米，杭参 8 井厚 69.5 米，柳沟缺失。

纸坊组目前所采到的古生物门类，计有脊椎动物、介形虫、植物、孢粉、瓣腮类等六类，其中以脊椎动物化石为主。在确定其时代时亦仅依据脊椎动物化石、孢粉资料。

中、下三叠统的厚度变化情况见图 1-3-22。

(3) 上三叠统延长组❶❷ 大约以北纬 38° 线为界，以北沉积物粗，厚度小（100～600 米），以南沉积物细，厚度大（1000～1400 米）（图 1-3-23）。盆地西缘的石沟驿与华亭两个局部地区加厚，超过 2400 米。

根据岩性及古生物组合将本组划分为五段，自下而上为：

第一段（T_3y_1）：为河流、三角洲及部分浅湖相沉积，以厚层、块状细至粗粒长石砂岩为主，沸石胶结，普遍见麻斑状结构。盆地北部厚度不足百米，南部厚 300 米左右，视电阻率曲线一般呈指状高阻，自然电位大段偏负。陇东到铜川一带为沸石胶结，孢粉中以孢子含量占绝对优势（达 60～70%），尤以三缝孢为主。本段岩性、岩矿、电性特征明显，是井下地层对比划分的重要标志层之一。在陇东地区常见含油显示，即长 10 油层组，在马家滩油田是主要产层之一。盆地西缘碎探 1 井、积参 3 井，杨 1 井均为一套砂砾岩沉积，厚 82.5～483.5 米（未见底）。与下伏纸坊组为假整合接触。

第二段（T_3y_2）：除盆地东北部府谷—郝 1 井以北地区没有沉积外，其它地区均有沉积。与第一段比较，沉积范围扩展很大，其特点是盆地北东部粗而薄以至尖灭。西南缘细而厚。除东参 1 井、石深 1 井为含砾砂岩外，该段是一套黑色泥页岩。上部相对较粗，细砂岩相对集中，故在陇东地区成为油层（长 8 油层组）。盆地南部广泛发育着黑色页岩及油页岩。在黑色页岩及油页岩井段，电阻曲线表现为高电阻层。盆地东部佳芦河以北到窟野河地

❶孙肇才等，1974，陕甘宁盆地石油地质普查总结报告。

❷李克勤等，1974，陕甘宁盆地上三叠统延长组地层对比报告。

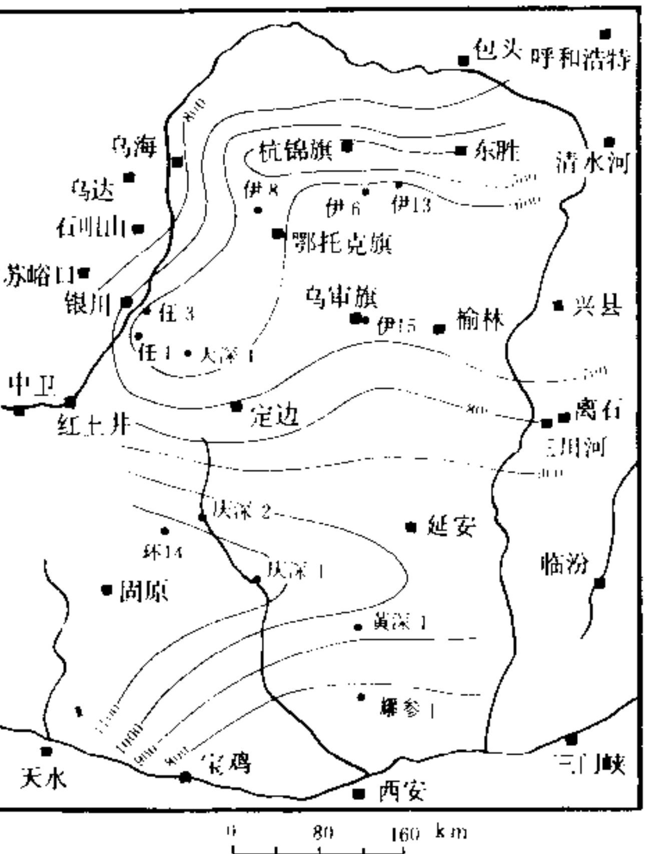


图1-3-22　鄂尔多斯盆地中、下三叠统等厚图

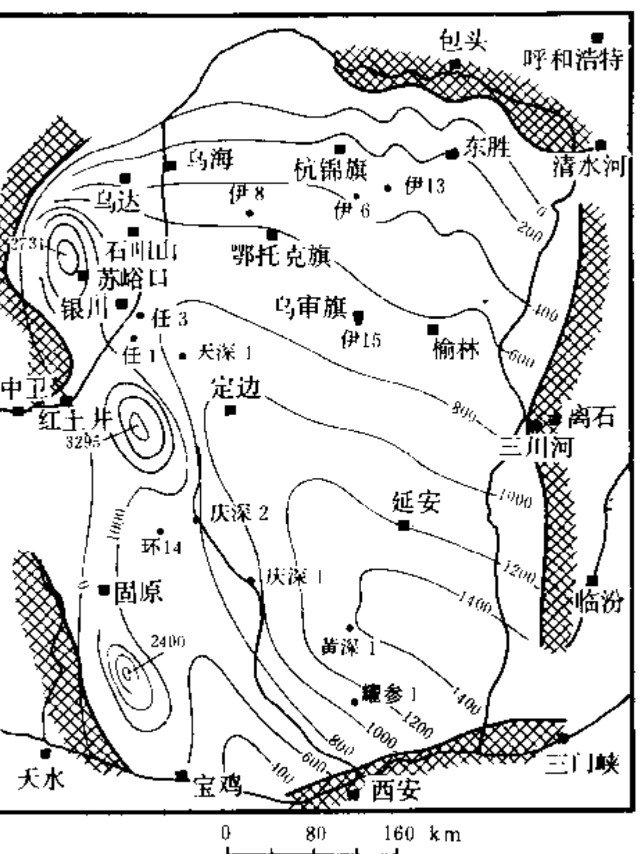


图1-3-23　鄂尔多斯盆地上三叠统延长组等厚图

区，中段油页岩分布稳定，习称"李家畔页岩"，为地层对比的重要标志。盆地北部及南部周边地区，黑页岩或油页岩相变为砂质页岩、泥质粉砂岩，电性高电阻层消失。本段厚度北部为100米左右，南部为200米左右。

本段为延长组重要生油层之一，包含长9、长8两个油层组，下部泥页岩段为长9油层组，上部砂岩相对集中段为长8油层组，长9油层组在区域上为生油层之一，见显示者极少。长8油层组为马家滩油田的主要产层，在陇东地区也普遍含油。长9油层组下部开始出现高绿帘石、高榍石组合，长8油层组出现了含喷发岩碎屑的高榍榴子石组合，特征明显而突出，是区域性岩矿对比的主要依据。

第一段—第二段在孢粉组合特征上，属托第蕨孢属—瘤面三缝孢属组合带。*Todisporites* 托第孢含量高，达 30.8%，最高可达 76%。瘤面三缝孢主要为 *Cycloverrutriletes presselensis* 普鲁塞尔圆瘤面三缝孢，占13.8%。

第三段（T_3y_3）：除盆地西南部的局部地区因后期遭受剥蚀而缺失外，盆地内广大地区均有分布，并仍然表现为南厚北薄、南细北粗的特点，盆地东部由于岩性粗而且地层薄，本段难以分出。

本段是一套砂、泥岩互层，在盆地南部，顶、底均以厚层黑灰色泥岩为主，尤以底部最为发育，常呈油页岩或碳质页岩，被称为"张家滩页岩"，是区域对比的标志层。盆地东部为灰绿色细砂岩、灰黑色泥、页岩互层，砂岩向上厚度增大；盆地南部砂岩主要集中发育于中部，上下均以泥质岩类为主，底部发育厚层黑色油页岩；盆地西南部汭水河一带为一套黄绿、灰绿色砂岩，与第二段不好分开，甘肃平凉大台子至崆峒山一带为紫红、灰紫色砾岩夹紫红色砂岩条带，习称"崆峒山砾岩"；盆地北部东端本段与第四段不易区分，岩性总的为浅灰色、黄绿色块状中—粗粒砂岩，局部含砾，中夹紫红色、暗绿色砂质泥岩；西端本段为灰色细—中粒砂岩，中夹深灰色泥岩。本段按沉积旋回划分为长4+5、长6、长7油层组，长4+5及长7均以泥页岩为主，是本区主要的生油层。长6以砂岩为主，在延长、甘谷驿及子长、安塞已发现为油层，在庆阳、吴旗为主要油层之一，长7中的浊积砂也是陇东地区的主要油层之一。

本段的电性特征表现为视电阻率曲线呈梳状，底部油页岩或碳质页岩常呈薄—厚层状高阻段（长7），是进行对比的主要标志。自然电位曲线形态以平直曲线为主，在砂岩发育部位，常呈倒三角形偏负特征（如长6）。

本段在盆地北部厚120米左右，往南厚度渐增为300～344米。

在孢粉组合上，为旋脊孢属—单脊双囊粉属组合带。除 *Chordasporites* 单脊双囊粉和 *Alisporites* 阿里粉有较大幅度增长外，*Duplexisporites* 旋脊孢的大量出现是本组合的一大特色。

第四段（T_3y_4）：除在盆地南部及西南部遭受剥蚀而缺失外，全盆地均有分布。本段岩性比较单一，全盆地内基本一致，主要为浅灰、灰绿色中—细粒砂岩夹灰黑色、蓝灰色粉砂质泥岩，砂岩呈巨厚块状，具微细层理，泥质、灰质胶结，厚60～250米。

本段岩性在盆地中仍然是北粗南细，在刀1井以北与第五段不易区分，华池—庆阳地区沉积最细夹层增多。砂层发育区划分为长2、长3油层组，长2为永坪、青化砭油田的产层；在吴旗、下寺湾获得油流。长3在安塞地区见工业性油流。

本段电性特征明显，自然电位偏负呈箱状或指状形态，视电阻率曲线形态呈细齿状。孢粉组合上属稀饰环孢属—单束多肋粉属组合，与第二段颇近似，明显的变化表现在

Kraeuselisporites 稀饰环孢，*Protohaploxypinus* 单束多肋粉百分含量增加，花粉中除 *Chordasporites* 单脊双囊粉外，*Taeniaesporites* 四肋粉，*Striatites* 多肋粉占显著地位。

第五段（T_3y_5）：由于遭受后期剥蚀，本段在盆地北、西、南部残存厚度差别很大，尤以盆地南部为甚，在马坊—姬原—庆阳—正宁—马栏—线以西全部侵蚀；庆阳—华池一带仅分布在"残丘"上。

盆地的南部和北部在岩性上有所不同，北部伊克昭盟以东的岩性粗，为灰绿、黄绿色、灰白色中粗粒含砾石砂岩，与第四段不易分开。在伊克昭盟以西顶部见薄层油页岩，黑色页岩及含砾砂岩；中部为灰白色、灰绿色细—中粗砂岩，同时具碳质页岩；下部为灰绿色细砂岩夹黑色砂质泥岩。盆地东部清涧河、大理河一带地层保存最全。可细分为四个带，下部为含煤的砂、泥岩构成的韵律层，富含植物化石，厚 117 米；中部为浅灰色中—厚层粉细砂岩与深灰色粉砂质泥页岩互层，夹薄煤层及泥灰岩，泥岩中常含瓣鳃类、叶肢介、介形虫、鱼鳞片等动物化石，厚 99 米；上部为浅灰色块状硬砂质长石砂岩与含可采煤层的黑灰—灰绿色粉砂质泥岩，泥质粉砂岩，中夹灰色粉细砂岩，厚 82 米；顶部主要为油页岩，岩层中发现鱼类、小瓣鳃、螺及特有水生节肢动物化石，厚 80 米。

在盆地东南部本段为灰、黄色中—厚层状泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩夹砂质泥岩、碳质页岩及数层煤线。上部以泥质岩为主，下部为砂、泥岩等厚互层。普遍含植物化石、炭化碎屑及褐铁矿结核，局部含植物化石及介形虫。

盆地西南缘华亭汭水河一带为一套灰绿色、灰黑色泥岩、砂质泥岩夹砂岩和煤线，厚 800 米。

盆地南缘及西南部本段缺失。一般残余厚度 20～230 米左右。

本段下部砂岩较集中部位常含油，在直罗、城华地区含油较好，命名为长 1 油层组。

从地层的电性特征来看，砂岩的自然电位偏负段，厚层者自然电位曲线形态呈箱状，薄层者呈梳状。视电阻率曲线呈幅度不大的锯齿状。孢粉组合以单缝孢含量较高，达 27～38%，其中 *Aratrisporites* 离层单缝孢由下伏地层的 2.5%猛增至 12.6%，个别样高达 28.1%。

上三叠统延长组地层对比情况见图 1–3–24。

*2.侏罗系*❶

（1）下侏罗统　自下而上分富县组及延安组。

富县组：由于盆地在晚三叠世末期抬升，延长组遭受剥蚀，使上覆下侏罗统富县组填充式沉积，岩性、厚度变化较大。主河道沉积以砾状砂岩或砾岩为主，下粗上细顶有泥质岩类，组成一个完整的正旋回。上部的泥质岩段常被侵蚀，使砂砾岩与延安组底部砂岩相连接，二者难以分开。厚度 0～156 米，下与延长组呈假整合接触，上与延安组或为连续或为假整合接触。

洪积或冲积洼地沉积类型。岩性主要为一套紫红、棕褐、暗绿、灰绿、灰黑色块状泥岩、粉砂质泥岩为主，上部夹浅灰、灰绿色纯石英砂岩、长石质砂岩或薄层泥灰岩；下部夹灰质结核层、黑色碳质泥岩，含球状黄铁矿结核，灰质角砾岩，其中含植物化石 *Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型椎叶蕨，*Cladophlebis* cf. *shansiensis* 山西枝脉蕨（相似种），*E.lateralis* 侧生似木贼，*Neocalamites* sp.新芦木（未定种），*Equisetites* cf. *Sarranni* 沙

---

❶孙肇才等，1974，陕甘宁盆地石油地质普查总结报告。

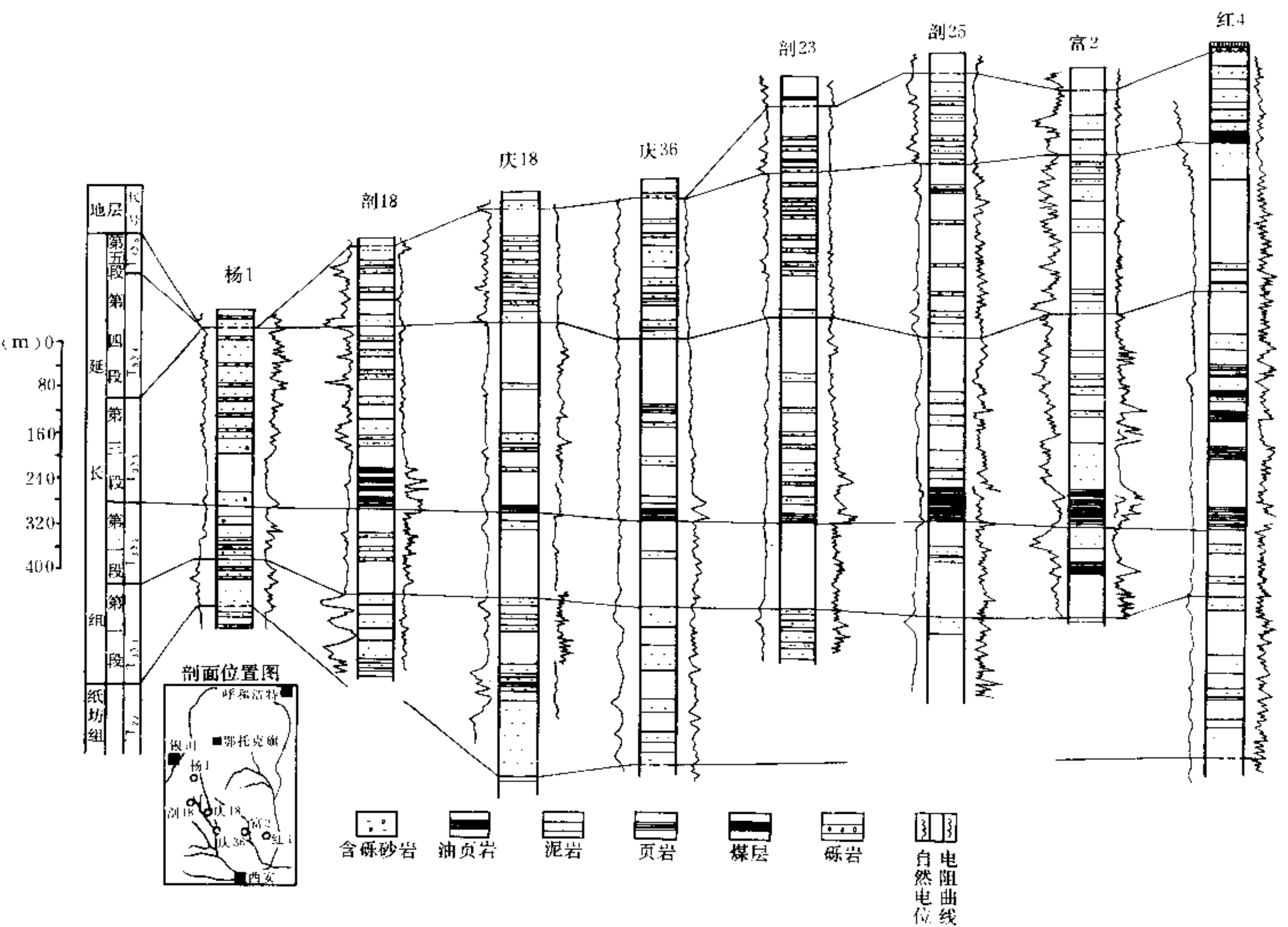


图1-3-24　鄂尔多斯盆地上三叠统延长组对比图

浪纳拟木贼（相似种），厚度 16.5～110 米。下与三叠系延长组为假整合或超覆不整合接触。

阶地沉积类型。往往是一些被改造过的风化壳堆积，其中夹坡积及河漫堤的沉积，岩性主要以紫红、灰褐色夹深灰、灰绿色泥岩为主，不显层理，呈球状剥落，夹富含假鲕状球粒状菱铁矿泥岩、疙瘩状灰岩、砾状灰岩或角砾岩，其中化石贫乏，厚度一般较小，19.7～48.5 米，与其上下层均为假整合接触。

以浅湖为主的沉积类型。主要分布在陕北神木以北、内蒙准格尔旗以南的广大地区，地面以准格尔旗的五字湾、蝉蝉沟、孤山及神木石盒口剖面为代表，岩性下部为深灰、黑灰色泥岩、页岩、碳质页岩、油页岩夹薄层煤，底以一层黄绿色砾状石英砂岩或砾岩不整合于纸坊组或延长组之上。上部为黄绿色砾状砂岩，砂岩与紫红、灰绿、黄绿色杂色砂质泥岩、泥岩不等厚互层。在湖相泥岩中采到化石，有鱼类：*Ceratodus szechuamensis* 泽川角齿鱼，叶肢介：*Palaeolimnadiopsis ordosensis* 鄂尔多斯古似鱼乡叶肢介，瓣鳃类：*Ferganoconcha* cf. *anodontoides* 费尔干蚌（比较种），植物：Czekanowskia rigida 竖直茨康诺斯基叶。还采到孢粉。厚度变化较大（0～142 米），与上覆延安组为假整合或轻微不整合接触。

延安组：自下而上分为 4 段 10 层。

第一段（延 10～延 9）[●]，即宝塔山砂岩，地面分布在富县以北子长以南，及佳芦河以北，准格尔旗以南。岩性在西杏子山、宝塔山剖面上，以黄灰、灰白色巨厚块状中至粗粒含长石砂岩夹含砾砂岩，底部为灰紫色含砾石砂岩和砾岩透镜体，上部含透镜体泥岩，其中夹煤及炭屑。发育大型多从系槽状斜层理、板状斜层理。向上岩性变细，顶为灰白色浅肉灰色透镜体细粒长石砂岩，横向相变为暗灰、灰绿色泥岩页岩、泥质粉砂岩。此顶部岩性变化带的砂岩体，是盆地内的主要含油层，自然电位曲线表现为明显的负异常，石沟驿马家滩地区上部发育一块状煤层，称作"蜂窝状煤"，可做为地层对比的辅助标志。至灵（武）盐（池）定（边）地区，砂岩体分叉变成几个较小的砂岩体，中夹透镜状灰黑色泥岩或碳质页岩。此层粉砂岩、泥质岩中含植物化石 *Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型锥叶蕨，瓣鳃类化石 *Ferganoconcha jorekensis* 若瑞费尔干蚌。厚度 0～115 米，在主河道区最厚。与富县组为假整合接触，为富县组缺失时，与下伏延长组也为假整合接触。

盆地东北部岩性为灰白色高岭石质长石石英砂岩，横向上岩性比较稳定，中部为蓝灰微紫色、紫红色粉砂质泥岩、深灰色泥岩、页岩，黑灰色碳质页岩，下部为灰黄色、灰白色粗粒灰质长石岩屑质石英砂岩和砾岩。其中采到 *Podozamltes lanceolatus* 披针苏铁杉、*Baiera guilhaumati* 基尔豪马特古银杏属，*Stenopteris dinosaurensis* 丁诺索狭羊齿。厚度变化较大，为 4～125 米。与富县组为充填接触。当富县组缺失时可超覆不整合或假整合于延长组或纸坊组之上。

第二段（延 8—延 6），该段岩性在盆地东部地区上部为灰绿色、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩、页岩，局部为碳质页岩夹煤线或菱铁矿泥灰岩透镜体，中夹一块状细粒硬砂质长石砂岩或富含岩屑砂岩，习称"裴庄砂岩"，砂岩、粉砂岩多呈透镜状分布，多含喷发岩岩屑。发育板状斜层理，含泥砾。粉砂岩中具波痕和包卷变形层理，泥岩中微细水平层理发育，往往含植物、昆虫、软体、鱼鳞片及鱼化石，厚度较稳定（20～40 米），为本区对比的主要标志层，在灵（武）、盐（池）、定（边）、马岭、庆阳、城壕等地区顶部煤层发育。该段自然电

[●]延10—延1为延安组内油层的编号，也惯用于更细的地层划分。

位曲线显示为一个偏正段，电阻率曲线呈低锯齿状，煤层发育时呈剑状高阻。在东部地区下部为黄绿色、黄白色、灰白色细—中粒长石砂岩，夹灰色、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩和页岩，向西顶部和中部发育 2～3 个煤层，在灵（武）、盐（池）、定（边）、姬塬、环县一带北套地层顶煤（即延 7 顶煤）比较稳定。全段厚度一般 80～100 米，灵（武）、盐（池）、定（边）及姬塬一带较厚，一般为 100～300 米。

第三段（延 5—延 4），在东部地区上部为灰黑色页岩、碳质页岩夹灰白色粉砂岩，页岩具微细水平层理，含完好的软体动物及植物化石，粉砂岩具不规则波状层理。下部为灰色细砂岩夹灰色粉砂质泥岩、泥岩及页岩，泥质岩中具微细水平层理，含软体动物化石，砂岩具水平层理、不规则波状层理，多以石膏质胶结为特征。往西至灵武—盐池—定边，向北至内蒙古，本段上部夹 2～3 层煤，西南至庆阳遭不同程度剥蚀。本段上部自然电位偏正，下部为块状负异常，电阻率曲线为块状高阻层，电性比较稳定，可视为灵武—盐池—定边与吴旗地区的分层标志。厚度稳定（40～50 米），仅灵武—盐池—定边较厚，可达 80～90 米。

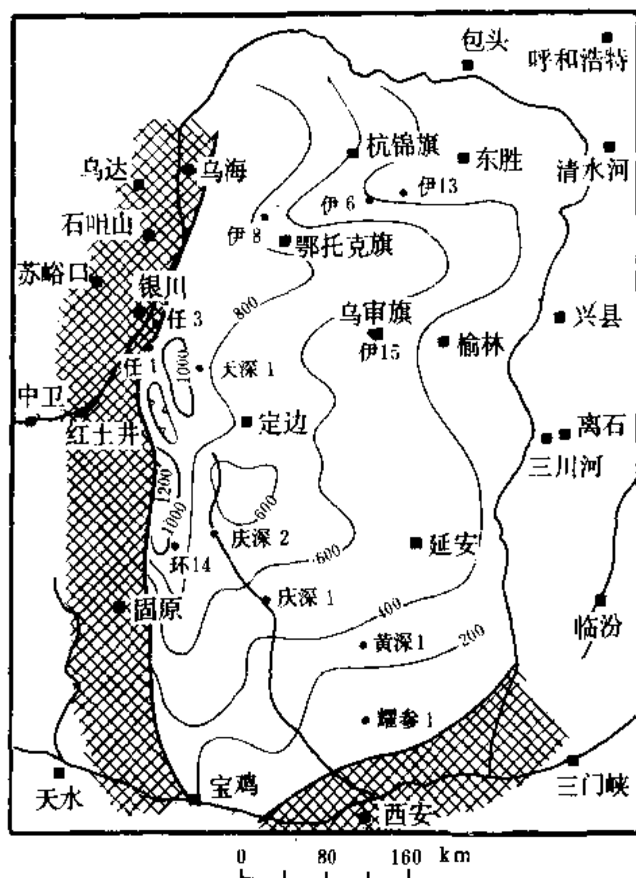


图 1-3-25 鄂尔多斯盆地中下侏罗统（富县组—安定组）等厚图

第四段（延 3—延 1），在东部地区可组成两个次一级的旋回，上旋回上部为蓝绿、灰绿色局部紫红色砂、泥岩互层，下部为黄绿色细粒硬砂质长石砂岩，含大小不一的钙质砂岩球状体；下旋回上部为灰褐、灰绿色、质夹暗褐色粉—细砂岩、泥岩、页岩互层，下部为灰白带黄色细粒硬砂质长石砂岩，具黄褐色铁质斑点，具板状斜层理，底部有冲刷现象，含泥砾及黄铁矿结核，习称"真武洞砂岩"。往西到灵武—盐池—定边地区顶部发育煤层。西南至庆阳，北至内蒙已遭到剥蚀。电性特征：自然电位曲线上部偏正，下部呈箱状负异常，电阻率曲线基值偏高，常呈尖峰状，煤层发育时高阻更为明显。因剥蚀程度深而残留厚度变化较大，为 0～97 米。历年来此段地层中采得化石最多，主要有植物，介形类、瓣鳃类等。

关于富县组、延安组的时代，按古植物化石组合属于 *Coniopteris* 锥叶蕨—*Phoenicopsis* 拟刺葵植物群，以中侏罗世分子为主，也出现部分较老的分子，如 *M.muensteri* 敏斯特拟合囊蕨，*C.raciborskii* 拉契波斯基枝脉蕨，*B.guilhaumati* 基尔豪马特古银杏属，*P.nathorsti* 那托斯侧羽叶，故定为早中侏罗世为宜，目前暂划归早侏罗世。

下侏罗统的厚度为 200～1200 米。总的变化趋势是由盆地东部向西部增厚，局部地区厚

度可达1000～1200米。

(2) 中侏罗统 自下而上分直罗组、安定组。

直罗组在全盆地均有分布，岩性比较单一，主要为河流相沉积，仅西部局部地区为湖相沉积。东部根据岩性可细分为两个旋回，下旋回的下部为黄绿色块状中粗粒长石砂岩，习称"七里镇砂岩"，由上往下变粗，底部含砾石，发育槽状及板状斜层理；上部为灰绿、蓝灰及暗紫色泥岩、粉砂质泥岩与粉砂岩互层；上旋回的下部为黄灰色中细粒块状长石砂岩或硬砂质长石砂岩，习称"高桥砂岩"，具板状斜层理，底部有冲刷现象，含泥砾及铁化植物树干；上部为黄绿、紫红等杂色泥岩、粉砂质泥岩及粉砂岩的互层，延安西杏子河地区局部夹石膏层。往北至内蒙地区夹煤线及薄煤层。沮水—镇原一线以南，其上部泥质岩全部变为紫红色，砂质岩亦变为灰白色，且岩性变粗，砾状砂岩—含砾砂岩增多。往西至灵（武）盐（池）、甜水堡、银洞沟、庆阳地区仍可划分为两个沉积旋回：下部砂岩亦比较粗，含砾石；上部泥质岩虽夹紫红色但往往变成灰褐、深灰色及黑色泥页岩。在两个旋回的下部自然电位曲线一般为箱状负异常，两个旋回的上部则表现为偏正，电阻率值偏低，底部常有一高阻层。厚度变化从东往西增厚，东部100～250米、西部250～670米。与下伏延安组为假整合接触。直罗组的时代，按古植物资料划为中侏罗世。

安定组除在盆地南部沮水—庆7井—镇参井以南，北部成吉思汗—巴汗淖—乌杭4井、鸡探1井东西一线及庆阳部分钻孔缺失外，全盆地均有分布。在盆地东部本组从下往上细分为三段、即黑页岩段、砂岩段、泥灰岩段。黑页岩仅发育于陕北三延地区。井下对比以泥灰岩高阻段作为标准层。大约从盐17井以西至马家滩构造带，泥灰岩之上尚有一段较厚的泥质岩沉积，但盆地其它地区均无保存。岩性在全盆地可以分为两段，即顶部泥灰岩段和下部砂岩与黑页岩段。本段电性特征明显，电阻率在整个剖面表现为显著高值，自然伽马值也比较高，自然电位曲线一般偏正。厚度在盆地东部为17米，盐17井厚24米，吴旗、华池一带厚40～50米。

关于安定组的时代，据介形虫鉴定认为属中侏罗世，据孢粉、软体、叶肢介等鉴定的意见与其一致。

(3) 上侏罗统 上侏罗统芬芳河组是一套洪积坡积砾岩，厚100～1200米，发育于盆地西缘。因分布局限，未编入地层系统。

侏罗系对比详见图1-3-26。

第三节 白垩系—新生界

侏罗纪末期的燕山运动，使鄂尔多斯地台的周缘上升，在其西半部充填沉积了下白垩统志丹组，为粗碎屑边缘相堆积。在盆地东部山西省境内未见下白垩统，推断为沉积缺失。由此可以认为独立的鄂尔多斯盆地形成于早白垩世。从此进入了盆地沉积的历史，发育了早白垩世—第三、第四纪内陆干旱河流湖沼相沉积建造❶。这个阶段的地层发育简况，见图1-3-27。

❶孙肇才等，1974，陕甘宁盆地石油地质普查总结报告。

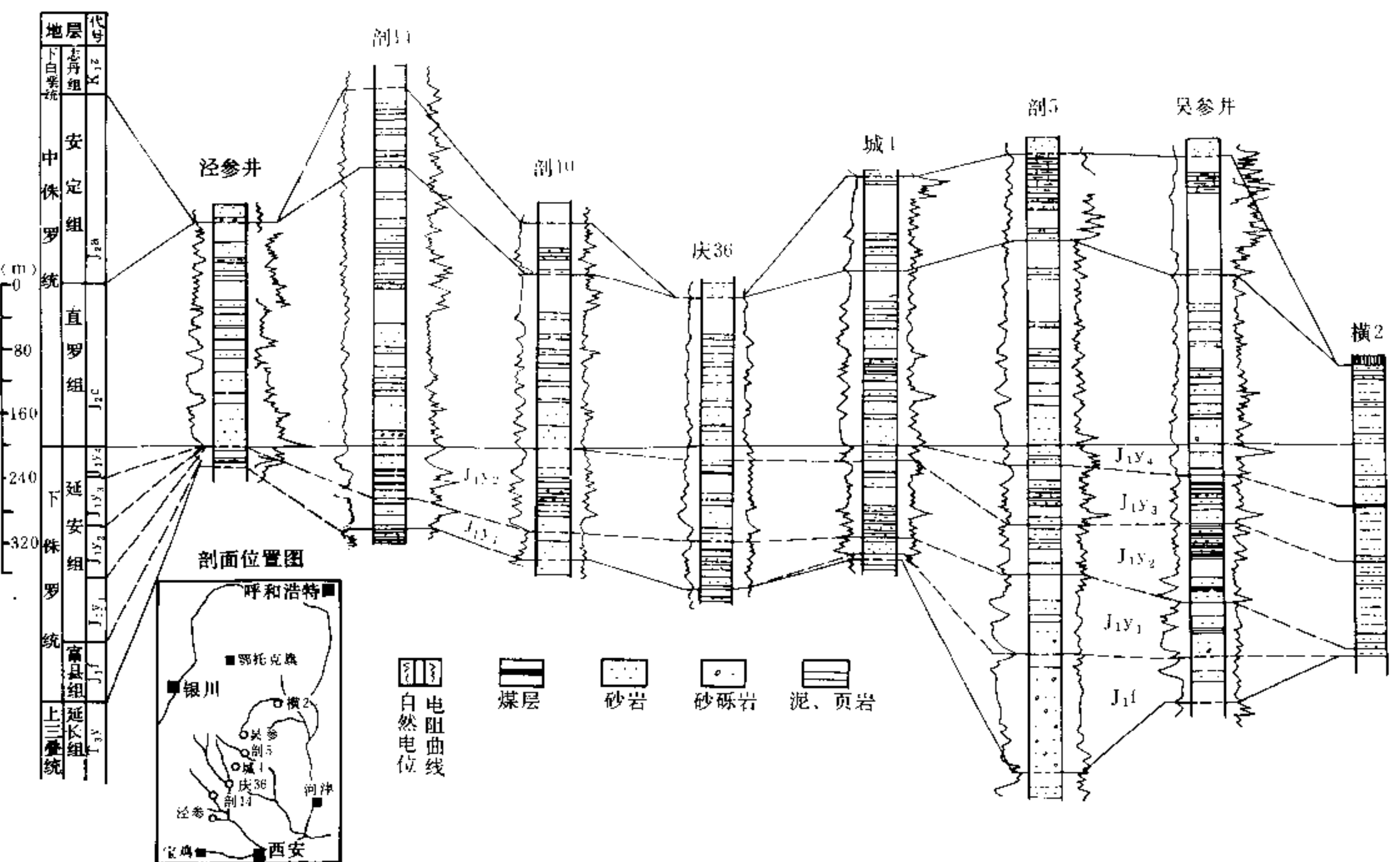


图1-3-26 鄂尔多斯盆地侏罗系对比图

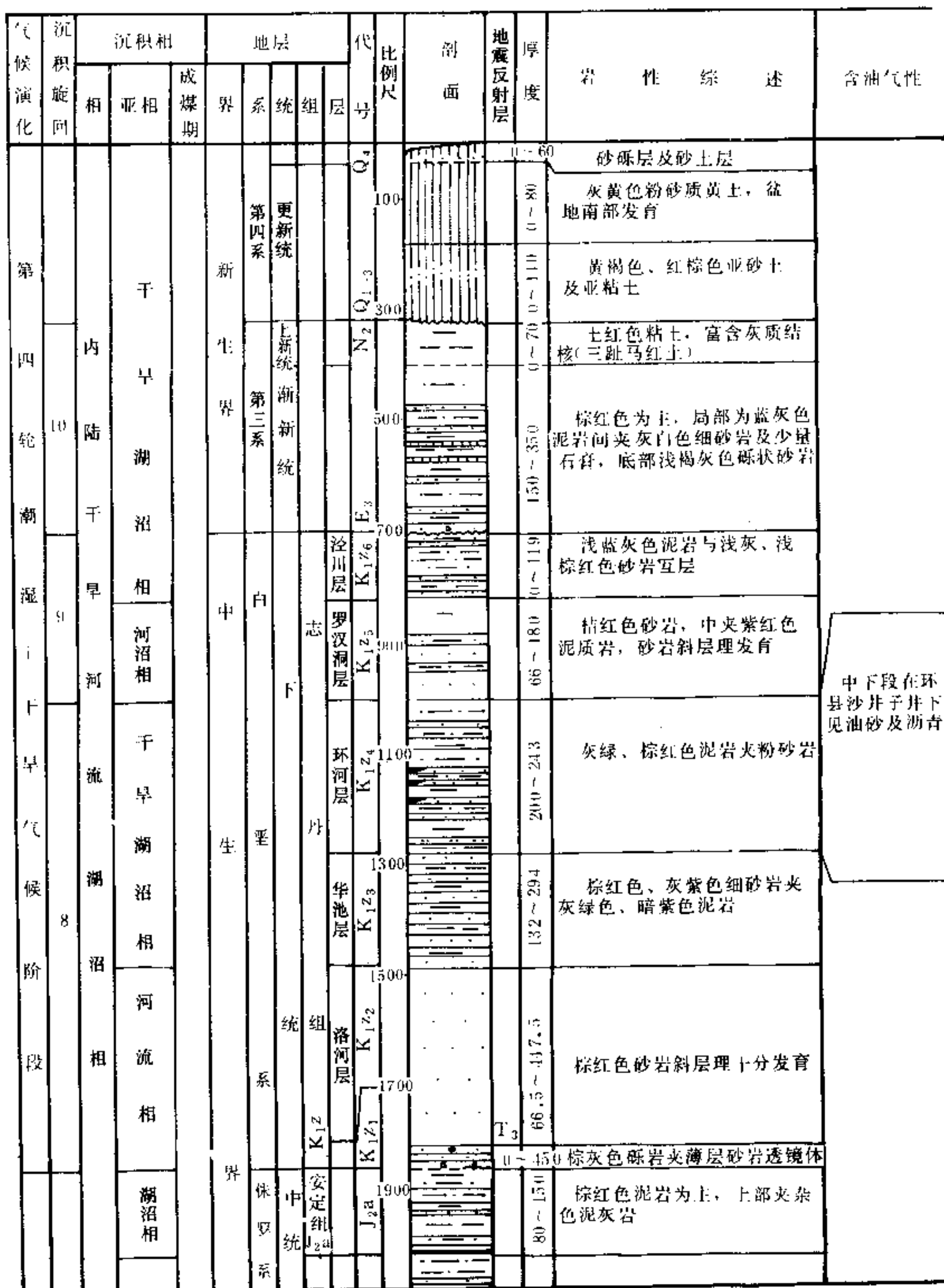


图 1-3-27 鄂尔多斯盆地中新生界综合柱状图

一、下白垩统志丹组

下白垩统志丹组自下而上分为七段。

1.第一段（宜君层 K_1z_1）

本段分布在盆地南缘沮水及其以南的宜君，旬邑、彬县、千阳一带。岩性在沮水南川一带为灰色，局部为紫灰色的砾岩，成分以石英岩、石灰岩为主，含少量火山岩，砾径1～8厘米，圆球度中等，基底式胶结，局部夹砖红色砂岩镜体，厚20米，与下伏直罗组为假整合接触。往西南至彬县一带主要为紫红色砾岩，成分以石英岩、片岩、花岗岩为主，石灰岩、片麻岩、硅质灰岩次之、分选差，砾径1～100厘米，次圆状，坚硬，灰质胶结，风化成陡坎，厚30米，与下伏直罗组为假整合接触。至千阳草碧镇一带，岩性为浅棕色、紫红色块状砾岩，主要成分为石灰岩、花岗岩等，厚65.4米。在芬芳沟及长1井与第二段无法分开，都以一套砾岩为主，中夹巨大斜层理的砂岩透镜体，厚度巨大，芬芳沟两段厚339.3米，长1井则厚576.6米。向盆地内部成楔状体迅速变薄或相变为砾状砂岩而消失。与下伏崆峒山砾岩为不整合接触。西缘灵武、天池至桌子山东麓一带分布有山麓相砾岩，其层位可能相当 K_1z_{1-5}，无法确定其确切层位。与下伏前震旦系至侏罗系为角度不整合接触。

2.第二段（洛河层 K_1z_2）

全盆地内均有分布，在盆地腹地庆（阳）、华（池）、吴（旗）地区的钻井中均可见到。岩性比较单一，主要为一套河流相的（也有风成的）紫红色、桔红色、灰紫色块状粗—中粒砂岩，发育巨型交错层理，粒韵层发育，在盆地内可作为对比标志层。唯盆地北部井下和南部旬邑、麟游、千阳一带夹较多的砾状砂岩，砾岩。盆地西部的环县以北、马家滩构造带及其以南，其中夹较多的泥质岩。在盆地北部的乌杭4井中夹多层晶屑凝灰质砂岩。盆地东南部沮水南川厚268.63米，志丹吴旗地区厚321.23～348.0米。盆地北部以鸡9井最厚，达351.0米，盆地西南部泾川剖面厚241.8米，草碧沟厚143.7米。井下最薄为富3井，厚149.0米；最厚为曹基井，达452.5米；一般厚250～400米。

3.第三、四段（华池层、环河层 K_1z_{3+4}）

为盆地中分布最广泛的一套地层，但在西部南北向的"古脊梁"上有超覆，北部往北超覆。在盐池、定边、靖边一线的南北，岩性有明显的差异。此线以北主要为一套黄绿色、灰绿色、青灰色，往东边缘变为紫红色的长石砂岩、硬砂质长石砂岩及长石硬砂岩，斜层理特别发育，中夹紫、褐绿、灰绿色泥岩，粉砂质泥岩及泥质粉砂岩以及多层凝灰质砂岩，层凝灰岩及酸性火山玻璃凝灰岩。此线以南，上部主要为灰绿、棕红色泥岩、砂质泥岩与砂岩的互层，从上往下砂岩加多，颗粒变粗；泥质岩多具有微细水平层理。部分地区泥质岩具龟裂；粉砂岩中具微细斜层理及波痕；从上往下砂岩斜层理愈发育，从系厚度愈大。厚度变化表现为盆地北部从东往西加厚，东边地表厚204.15米，至乌杭4井厚625.17米，纳参6井厚622米（未见顶），盐16井以南一般厚400～500米，但亦有从东北往西南加厚的趋势，如盐16井厚453.0米，盐11井厚349.0米，庆14井厚640.5米，庆20井厚628.0米、镇川1井厚672.5米。至盆地西南部变薄，泾河剖面厚326。9米，千阳草碧沟厚314.4米，芬芳沟厚259.0米。与下伏第二段为连续沉积。当第二段尖灭时，可超覆不整合在侏罗系或老地层之上。

4.第五段（罗汉洞层 K_1z_5）

主要出露在东胜—鄂托克旗以北，鄂托克旗—定边—庆阳—长武一线以西，成"Γ"字形分布，与第三、四段比较，继续往北和往西超覆，西界已超过南北向的"古脊梁"，进入六盘

山区。

岩性在全区均比较稳定，亦可做为全区的对比标志层。盆地南部罗汉洞为标志层的标准点，其岩性下部为暗紫色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩和暗棕、暗紫、土黄色砂岩不等厚互层，底部以浅黄色砂岩与第四段分界，上部为浅棕红、桔黄色巨大交错层砂岩，夹暗紫、灰绿色砂质泥岩，厚 158.23 米。在盆地北部主要为一套棕红、紫红、桔黄色的交错层砂岩，在新召厚 101.08 米。仅灵武—盐池—定边地区钻遇较完整的剖面，如盐 11 井厚 268.0 米，庆 14 井厚 148.2 米。盆地西南部千阳草碧沟一带厚 161.90 米。与下伏第三、四段为连续沉积；当缺失第三、四段时，在盆地北部东胜及其以北、盆地西缘南北向"古脊梁"地区可超覆不整合于侏罗系及一切更老地层之上。

5.第六段（泾川层 K_1z_6）

主要分布在清水河县—东胜—杭锦旗—白眼窑一线以北，鄂托克旗的布伦庙—盐池—环县—泾川一线以西，呈明显的"Γ"字形分布。与第五段比较，更明显的往北、往西超覆，盆地北部已超过东西向的乌兰格尔凸起带进入河套盆地，盆地西缘已超过南北向的"古脊梁"进入六盘山地区。

盆地南部的泾川为标准岩性点，其岩性主要为暗紫、浅棕红、浅灰、浅灰绿色等杂色砂质泥岩、泥岩、页岩、灰质页岩与泥质粉砂岩互层，中夹浅灰、玫瑰色泥灰岩和浅灰色、浅黄色砂岩。以一层泥灰岩与下伏第五段分界。泥岩与砂质泥岩主要为块状，呈球状风化。泥灰岩为薄层状至厚层状，风化后成灰黄色，性脆，致密坚硬。砂岩中至细粒，分选好，中层至块状，部分具交错层及波状或斜波状层理，厚 152.85 米。在千阳草碧沟一带厚 141.5 米。盆地北部鄂托克旗西南的捷尔垛登敖包以北，其下部为一套灰黄、灰白色和黄绿色的灰质细至粗粒长石砂岩、硬砂质长石砂岩，中夹灰绿、灰紫色泥质粉砂岩和泥岩的透镜体，风化成岛状山，此套地层往北变厚，最厚在布伦庙一带，可达 142.18 米，往南尖灭。其上部在布伦庙、乌加庙一带与泾川一带的岩性完全一致，布伦庙一带厚 114.36 米，乌加庙一带厚 120.87 米（均未见顶）。在毛不浪沟及其以东至喇嘛湾地区，岩性为土红色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩与紫红色块状含砾石—砾状硬砂质长石砂岩、细—中砾岩呈等厚互层，泥质岩中以富含灰质结核或灰质结核层为特征。在保尔斯太沟和喇嘛湾有伊丁玄武岩或辉绿岩侵入，厚度较大，毛不浪沟厚 417.73 米，哈什拉川厚 301.23 米，喇嘛湾厚 305.53 米。与第五段为连续沉积。当缺失第五段时，可超覆不整合于一切老地层之上。

6.第七段（K_1z_7）

仅分布在盆地东北角的黄河两岸，从准格尔旗大营盘的大路沟经乌兰察布盟清水河县的喇嘛湾至和林格尔县的红山口一带。岩性主要为灰白、黄绿色块状硬砂质长石砂岩，长石砂岩与土红、深灰色透镜状粉砂质泥岩不等厚互层，上部夹煤线或透镜状薄煤，泥岩中富含植物炭化树干和硅化木及孢粉、鱼、鳞鳃、腹足类等化石。喇嘛湾剖面厚 226.2 米，未见顶。与下伏第六段为连续沉积，与上覆第三系上新统为不整合接触。

下白垩统志丹组沿鄂托克旗—天深 1 井—庆深 2 井—泾川一线厚度大于 1000 米；沿此南北向沉积轴线厚度向四周减小，特别是向东、向南明显减少，变为 200 米。说明盆地坳陷在东西方向上是不对称的（图 1–3–28）。

二、新生界

鄂尔多斯盆地新生界分布极为零星，现概述如下：

1.第三系渐新统

分布在盆地西缘及西北缘的灵武、盐池、陶乐、鄂托克斯布伦庙及杭锦旗罗布召一带，厚150～360米。

以罗布召—三盛公大沟为例，岩性下部为一套盐湖相的灰绿、灰黑、棕红色的泥岩、砂质泥岩，夹厚约10米的二至三套较稳定的石膏层（可供开采）及中细砂岩，底部以一层厚度极薄且不稳定的细砾岩与白垩系不整合接触，厚75.11米，上部为黄棕、浅红灰、灰白色的块状中一细砂岩与棕红色的粉砂质泥岩、泥岩不等厚互层，夹同色的细—粉砂岩，在罗布召—三盛公大沟中含介形虫及脊椎动物化石。

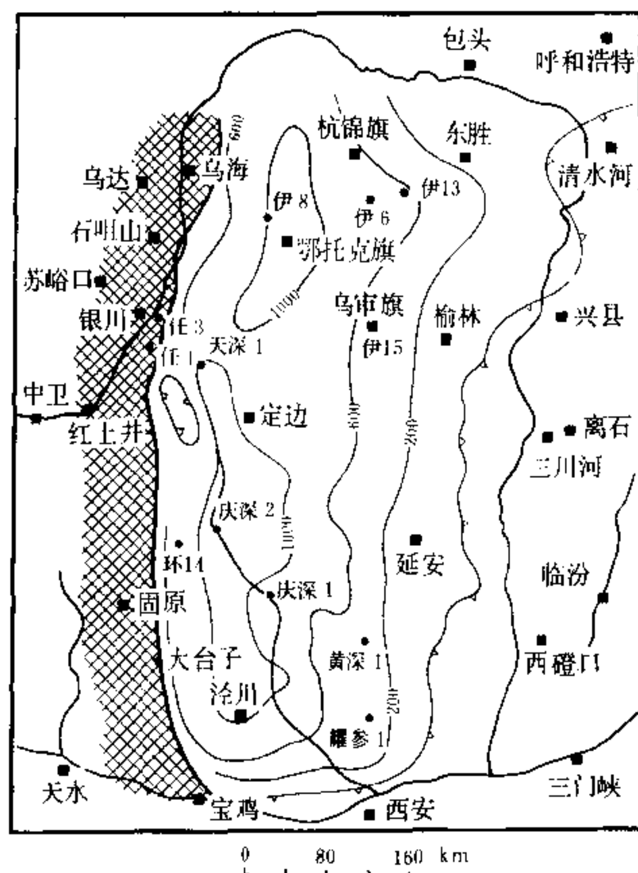


图1-3-28 鄂尔多斯盆地下白垩统志丹组等厚图

1955年在灵武清水营，刘家庄地区，相当此套地层中亦采到脊椎动物化石，经杨钟健、周明镇先生鉴定时代属渐新世。

上部地层在罗布召—三盛公大沟附近厚292.44米，未见顶。

2.上第三系上新统

分布于盆地北部及西部边缘，不整合于时代不同的老地层之上。岩性稳定，为一套土红色的红土，富含灰质结核，显层理，局部地区夹泥灰岩透镜体，富含脊椎动物化石。

在伊克昭盟哈什拉川圣地湾，此层一般厚20～70米，其底部往往有一层灰质胶结的粉红色砾岩，厚2～8米。在其中采到丰富的介形类化石。

3.第四系

大约以北纬38°为界，北部为一套河湖相沉积，南部为黄土沉积，在西峰塬最大厚度不297.13米。现以无定河上游剖面为主，综合描述如下。

（1）更新统 下更新统为浅肉红、灰、褐灰色砂砾岩层。砂粒成分以石英为主，砾石成分以灰、紫色砂、页岩碎块为主，次为石英，燧石等，厚10米，分布极为零星，多位于河谷两岸，与下伏上新统为不整合接触。

1966年仅在内蒙古托克托县黄河南岸边采到 *Lamprotnla* sp.丽蚌（未定种）、*L.Choui Lee* 周氏丽蚌，L.antigua 对丽蚌及鲤类喉齿化石。在鄂托克旗、黑岱沟曾采到过 *Ochotona* sp.鼠兔（未定种），时代均属下更新世。

中更新统，岩性为黄褐、红棕色亚砂土、亚粘土（俗称"老黄土"），夹红棕色条带状粘土（古土壤层），具大孔隙，垂直节理发育，富含灰质结核及零星的蜗牛化石，南部地区厚度大于130米，与下伏地层为不整合或假整合接触。

上更新统，北纬 38° 线以南岩性为浅灰白、微黄色砂质黄土（俗称"新黄土"，打窑洞均在此层位），具大孔隙，无层理，垂直节理发育，含蜗牛壳，分布面积广阔，厚约 80 米。

38° 线以北岩性为土黄、灰褐色砂层，具水平层理及微细交错层，含脊椎动物化石：*Equus* sp.野马（未定种），*Myospalax* sp.鼢鼠（未定种）、*Perrisodactyla* sp.奇蹄类（未定种）。顶部为浅灰白色白垩土，含螺化石，底部为不稳定之泥炭层，习称的"萨拉乌苏河系"，著名的"河套人"化石即产于此层中（萨拉乌苏河又名红柳河，属无定河上游），最大厚度 75～143 米。无定河中上游以南地区全部缺失。

(2) 全新统　大约以北纬 38° 线为界，以北为近代风沙沉积及河谷中的冲积层和沙漠中的湖泊沉积；以南为近代黄土沉积和河谷中的冲积层，厚度不等，最大厚度 60 米。

第四章 构　造

鄂尔多斯盆地发育于鄂尔多斯地台之上，属于地台型构造沉积盆地。

鄂尔多斯地台原是华北隆台的一部分。早古生代由于地幔上拱，拉开了秦（岭）祁（连）海槽，使中国古陆解体，分裂成塔里木隆台、华北隆台及扬子地台。华北隆台在中生代侏罗纪末是一个统一的整体，至白垩纪东部的山西地区隆起，遂使鄂尔多斯地台与华北隆台分离，形成了独立的盆地。

鄂尔多斯盆地具有太古界及早元古界变质结晶基底，其上覆以中上元古界、古生界、中新生界沉积盖层。

第一节 盆地演化[1]

鄂尔多斯盆地基底由太古界及早元古界结晶岩组成，由莫霍面埋深图（图1-4-1）可以看出，地台的地壳厚度由东南部向西北部逐渐增大，伊8—天深1井区最厚可达43公里。

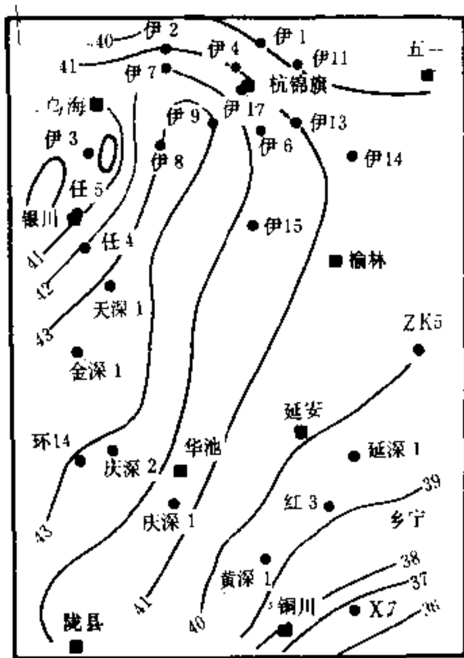


图1-4-1 鄂尔多斯盆地莫霍面埋深图

（等深线单位：km）

根据岩石性质和磁性特征（图1-4-2）盆地的结晶基底，可分三大部分。北部为深变质相—麻粒岩相的片麻岩、变粒岩及混合花岗岩、变质岩同位素年龄24亿年左右，在磁力异常图上（图1-4-2）表现为近东西且向南突出呈弧形的条带状异常，反映鄂尔多斯地台最稳定的太古代陆核。盆地东部为中度变质的片麻岩、片岩、大理岩等，同位素年龄约20亿年，磁力异常表现为北东向的宽缓异常带，其稳定性比北部差。盆地西部为浅变质岩，表现为南北向的磁力异常带，稳定性较差。后二者变质岩的时代属于早元古代。

盆地结晶基底的顶面形态为东高西低、北高南低，呈不对称状（图1-4-3）。自北而南依次为：伊盟隆起、中部隆起、渭北隆起、西部坳陷、东部隆坳相间区（自北而南为榆林凸起、子长凹陷、延安凸起、宜君凹陷）。结晶基底的构造形态控制着沉积盖层及区域构造形态。

盆地基底以上最早的沉积盖层是中元古界长城系及蓟县系，长城系为陆相滨海相碎屑岩，蓟

[1]王少昌等，1983年，陕甘宁盆地上古生界煤成气藏形成条件及勘探方向。

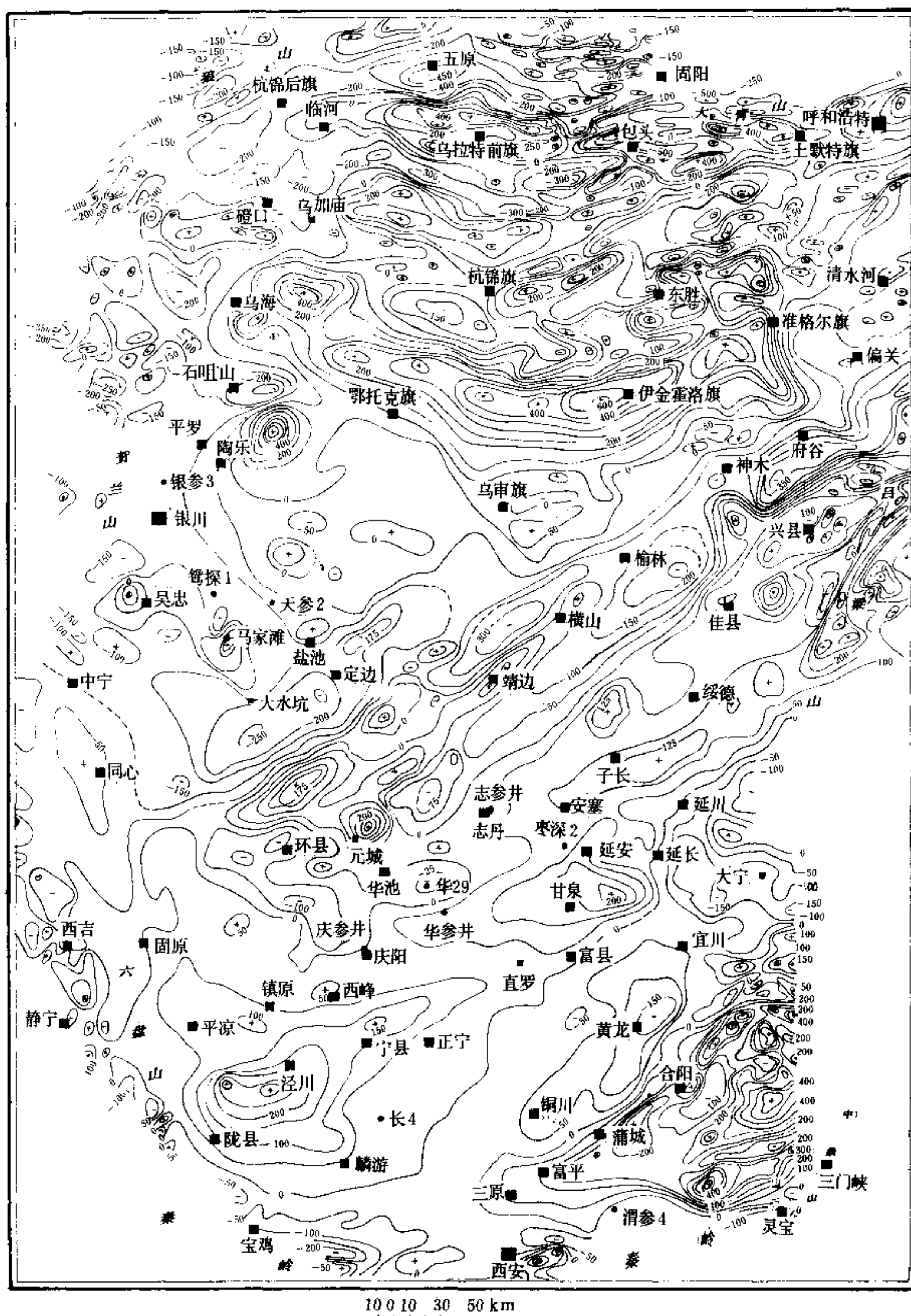


图1-4-2 鄂尔多斯盆地磁力异常图

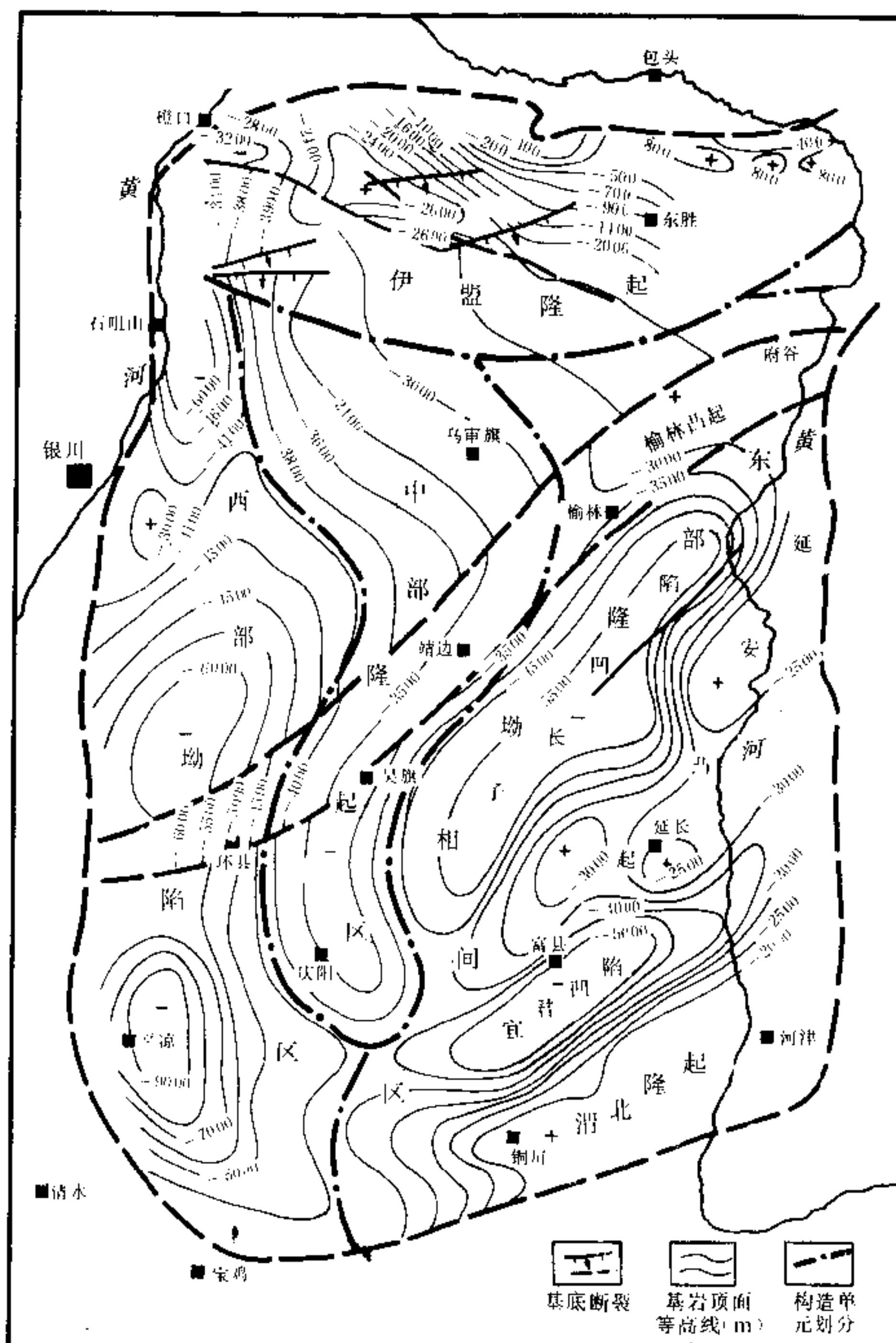


图 1–4–3　鄂尔多斯盆地基岩顶面起伏图

县系为浅海相藻白云岩。中元古界的厚度变化反映出沿盆地西南缘向海源—银川、延安—兴县、永济—祁家河拉开了三支海槽，沉积厚度较大，分别为 2500 米、7350 米、6227 米。而地台上的一般厚度为 1000 米。三支海槽呈“山”字形分布，中间隔以乌审旗—庆阳隆起（厚 250～1000 米）和韩城隆起（厚 18.4 米）（图 1–4–4）。

晚元古代盆地曾因晋宁运动上升为陆，缺失青白口系，后期在局部地区沉积了震旦系罗

图 1-4-4　鄂尔多斯盆地中元古界等厚图

圈组冰碛泥砾岩。

早古生代又沿地台西南缘拉开了新的秦、祁、贺海槽（图 1-4-5）。秦岭、祁连两支拉开较大，贺兰被遗弃成为坳拉槽。海槽内早古生代地层沉积较厚，秦岭、祁连海槽中为活动型的优地槽或冒地槽，沉积厚度大于 5000 米。贺兰坳拉槽及地台边缘为稳定型碎屑岩及碳酸盐岩沉积，厚度 2000～4000 米，盆地北部为古陆，其余部分沉积较薄，一般在 800 米左右，以稳定陆表海碳酸盐岩为主（图 1-4-5）。

加里东旋回晚期，秦、祁海槽发生褶皱，同时鄂尔多斯地台及贺兰坳拉槽整体抬升遭受侵蚀。除地台西缘及南缘发生轻微褶皱，并使早期的同生正断层发生逆转成为冲断层外，地台内部仅表现为整体抬升，既无褶曲又少断层，地台上缺失上奥陶统—下石炭统。

华力西旋回中期，鄂尔多斯地台又发生沉降，进入海陆过渡发育阶段。中石炭世，由原加里东旋回形成的贺兰坳拉槽，在祁连褶皱带推挤作用下重新活动，在坳拉槽及北祁连加里东褶皱带前缘沉积了活动型—克拉通过渡煤系。地台东部则沉积了克拉通内稳定型含煤地层。中部杭锦旗—吴旗—麟游一带为南北向古陆，将祁连、华北海分开。西部沉降幅度大，

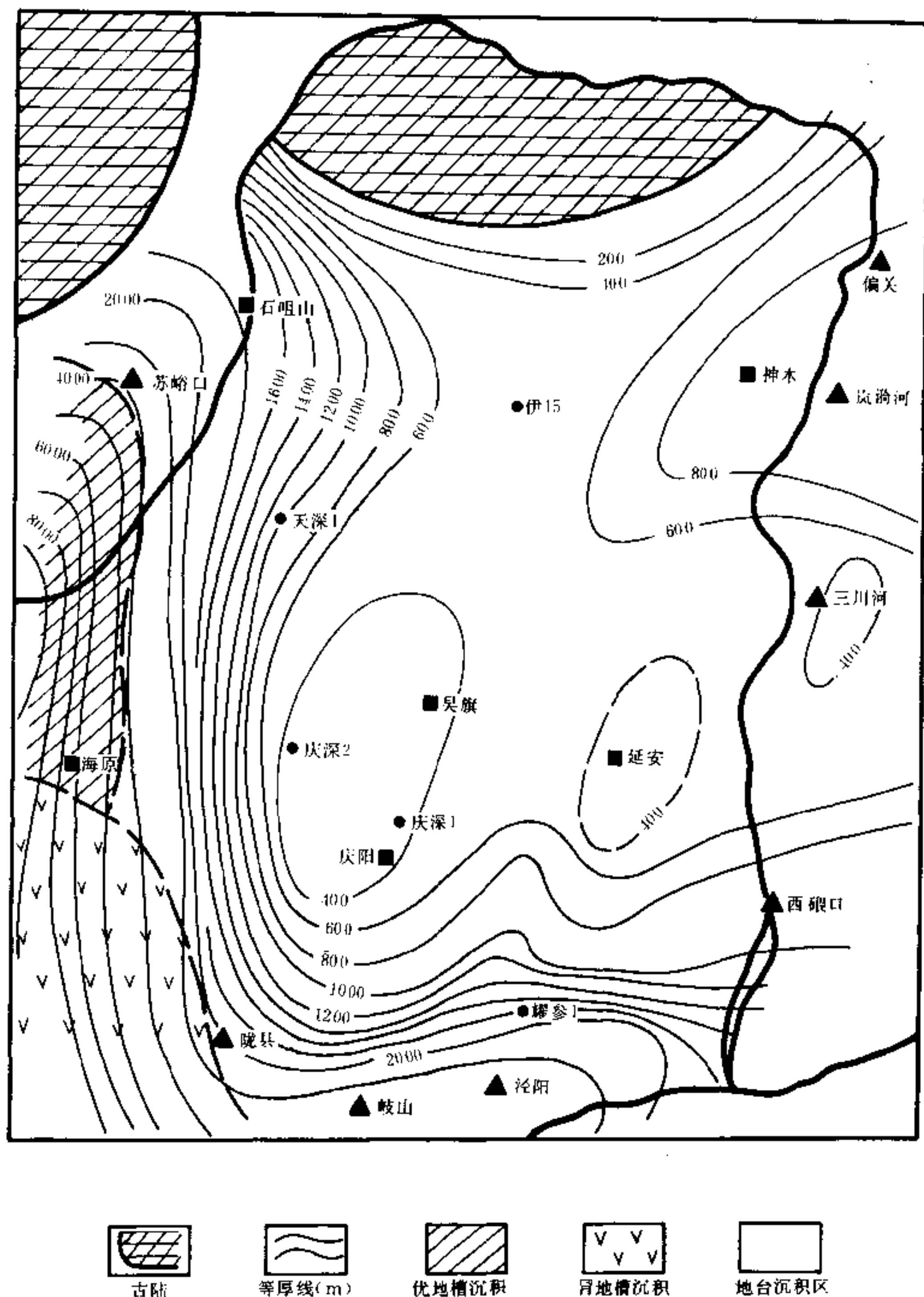


图 1-4-5 鄂尔多斯盆地下古生界沉积类型及等厚图

中石炭统靖远组与羊虎沟组厚 400～800 米，在中卫及乌达沉积厚达 1100 余米。东部沉降幅度小，中石炭统本溪组一般厚度 20 米左右。晚石炭世海侵范围扩大，祁连、华北海联为一体，地台上除乌兰格尔及西南部平凉—麟游一带为古陆外，均为海水淹没。地台西部上石炭统太原组厚 128～445 米，东部厚 50～100 米，中部厚仅 20～50 米，地层明显向中部隆起区

超覆。早二叠世早期海水开始退出，地台各地沉降幅度趋于一致，山西组厚50～100米，西部韦州、红土井一带最厚可达200米左右，为沼泽煤系沉积间夹浅海相石灰岩，表现出海陆交互环境。至早二叠世晚期，地台开始转入内陆河流、三角洲、湖泊沉积。气候由潮湿转为干旱。这一时期不仅沉积了陆相上二叠统的上石盒子组、石千峰组，而且也沉积了下三叠统及中三叠统。晚三叠世形成大型内陆淡水湖泊，此时盆地的面貌，西部为隆坳相间的雁列构造格局，汝箕沟、石沟驿、安口窑三个凹陷，沉积厚达3000余米。北部为南倾斜坡，沉积厚度800～1000米。南部主要为厚1000～1400米左右的湖相沉积，整个湖盆向东南开口。

印支旋回使鄂尔多斯地台整体抬升，遭受侵蚀。形成了沟谷纵横的丘陵地貌，发育了早侏罗世大型河流相沉积。

燕山旋回中期，盆地西部受到推挤使盆地坳陷部位逐渐向东迁移。而盆地东部却逐渐抬升，从而与华北盆地分离，成为独立的鄂尔多斯盆地。其后沉积了边缘相带明显的下白垩统，厚度1000米左右。而盆地西部则发生冲断，并在推挤作用下隆起，形成了与六盘山盆地分隔的“古陆梁”。

喜山旋回，盆地周缘发生断陷，盆地均衡上升，而逐渐消失。

第二节　区域构造单元划分[1]

根据现今的构造形态，结合盆地的演化历史，鄂尔多斯盆地内可划分为：伊盟隆起、渭北隆起、西缘冲断带、晋西挠褶带、天环坳陷、陕北斜坡等六个一级构造单元（图1-4-6）。

一、伊盟隆起

自古生代以来一直处于相对隆起状态，各时代地层均向隆起方向变薄或尖灭，隆起顶部是东西走向的乌兰格尔凸起。新生代河套盆地断陷下沉，把阴山与伊盟隆起分开，形成现今伊盟隆起的构造面貌。

二、渭北隆起

中晚元古代到早古生代为一向南倾斜的斜坡，至中石炭世东西两侧相对下沉，西侧沉积了羊虎沟组，东侧沉积了本溪组，至中生代形成隆起，它是鄂尔多斯盆地的南部边缘。新生代渭河地区断陷下沉，渭北隆起翘倾抬升，形成现今构造面貌。

三、晋西挠褶带

中晚元古代—古生代处于相对隆起状态。仅在中晚寒武世、早奥陶世、中晚石炭世及早二叠世有较薄的沉积，各统厚度100～200米。中生代侏罗纪末升起，与华北地台分离，成为鄂尔多斯盆地的东部边缘。燕山运动使吕梁山上升并向西推挤，加上基底断裂的影响，形成南北走向的晋西挠褶带。

四、陕北斜坡

晚元古代及早古生代早期为隆起区，没有接受沉积，仅在中晚寒武世、早奥陶世沉积了总厚500～1000米的海相地层。吴旗—定边—庆阳为古隆起区，沉积厚度250米。晚古生代以后接受陆相沉积。陕北斜坡主要形成于早白垩世，呈向西倾斜的平缓单斜，平均坡降为10米/公里，倾角不到1°。该斜坡占据着盆地中部的广大范围，以发育鼻状构造为主。

---

[1]周正南等，1977，陕甘宁盆地区域构造特征。

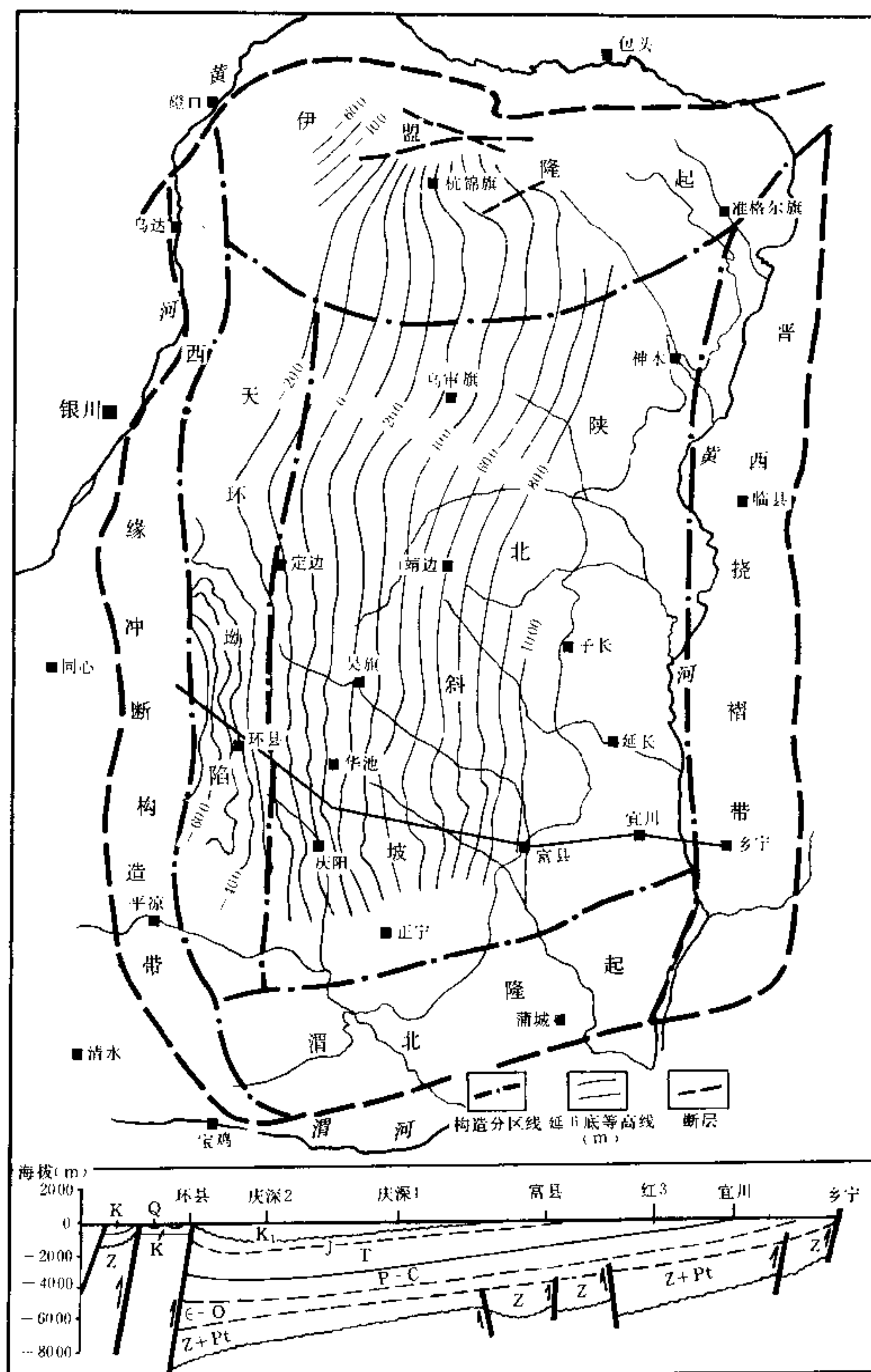


图 1-4-6　鄂尔多斯盆地区域构造单元划分图

五、天环坳陷

在古生代表现为西倾斜坡，晚三叠世才开始坳陷，延长组在石沟驿及平凉一带沉积厚达3000米左右，成为当时的沉降带。侏罗白垩纪坳陷断续发展，沉降中心逐渐向东偏移，沉降带具西翼陡东翼缓的不对称向斜结构。

六、西缘冲断构造带

早古生代该带北段为贺兰裂谷，中段和南段为鄂尔多斯地台边缘坳陷，晚古生代为前缘坳陷，三叠纪中晚期及侏罗纪为分割明显的不连续的深坳陷带，直到早白垩世仍有局部地区继续坳陷。燕山运动中期，该区受到强烈的挤压与剪切，形成了冲断构造带的基本面貌，断裂与局部构造发育，成排成带分布。

第三节　局部构造特征

一、局部构造发育程度[1]

盆地内局部构造发育程度差别较大。盆地边缘局部构造明显，面积大，幅度高、方向性强，成排成带分布，断裂挠曲也较发育。而盆地内部的广大地区则以发育面积小、幅度低，无一定方向性的鼻状构造为特征。现分区叙述如下：

1.伊盟隆起

隆起区内发现地面背斜构造6个，地震T_9反射层（P_{1sh}底）单测线显示的背斜21个，一般为短轴背斜及鼻状构造。背斜两翼不对称，一般北翼缓南翼陡，构造闭合面积4～5平方公里，闭合高度一般15米左右轴部出露地层为上二叠统石千峰组，在乌兰格尔凸起周围渐变为下侏罗统延安组，局部构造线走向为北西和北东向，总体呈东西向排列，并发育近东西向的正断层及北东、北西向的挠曲。局部构造、断层与挠曲走向平行，具伴生关系。

2.渭北隆起

隆起区共发现地面背斜78个，其中15个已被24条地震剖面线所证实。在深部地震反射T_9层也存在背斜显示。一般深层构造高点向南偏移数百米。其两翼倾角和闭合幅度减小。

局部构造发育成排成带性强，在铜川—淳化—麟游以南，轴部主要出露古生界，地面构造多为长轴背斜并组成两排背斜带（图1-4-7)。这些背斜轴向自东而西由北东向转为近东西向，北翼陡南翼缓，局部可见挤压倒转现象。断层比较发育，且多为逆断层。四排构造带的情况是：

1）苏家店南构造带：由苏家店南背斜及将军山背斜组成。

2）马家河—苏家店构造带：由马家河背斜及苏家店背斜组成。

在铜川—淳化—麟游以北，主要出露中生界，长轴背斜分布在南半部，向北逐渐变成短轴背斜，这些背斜轴线自东而西由北东向转为北西向，总体呈向南凸出的弧形。

3）田家咀—底角沟构造带：发现36个局部构造，其特点是构造轴线长，高点多，似箱状，两翼不对称，南部背斜多为北陡南缓，北翼往往伴生北推逆断层。

---

[1] 郭忠铭等，1984，陕甘宁及外围盆地油气资源评价。

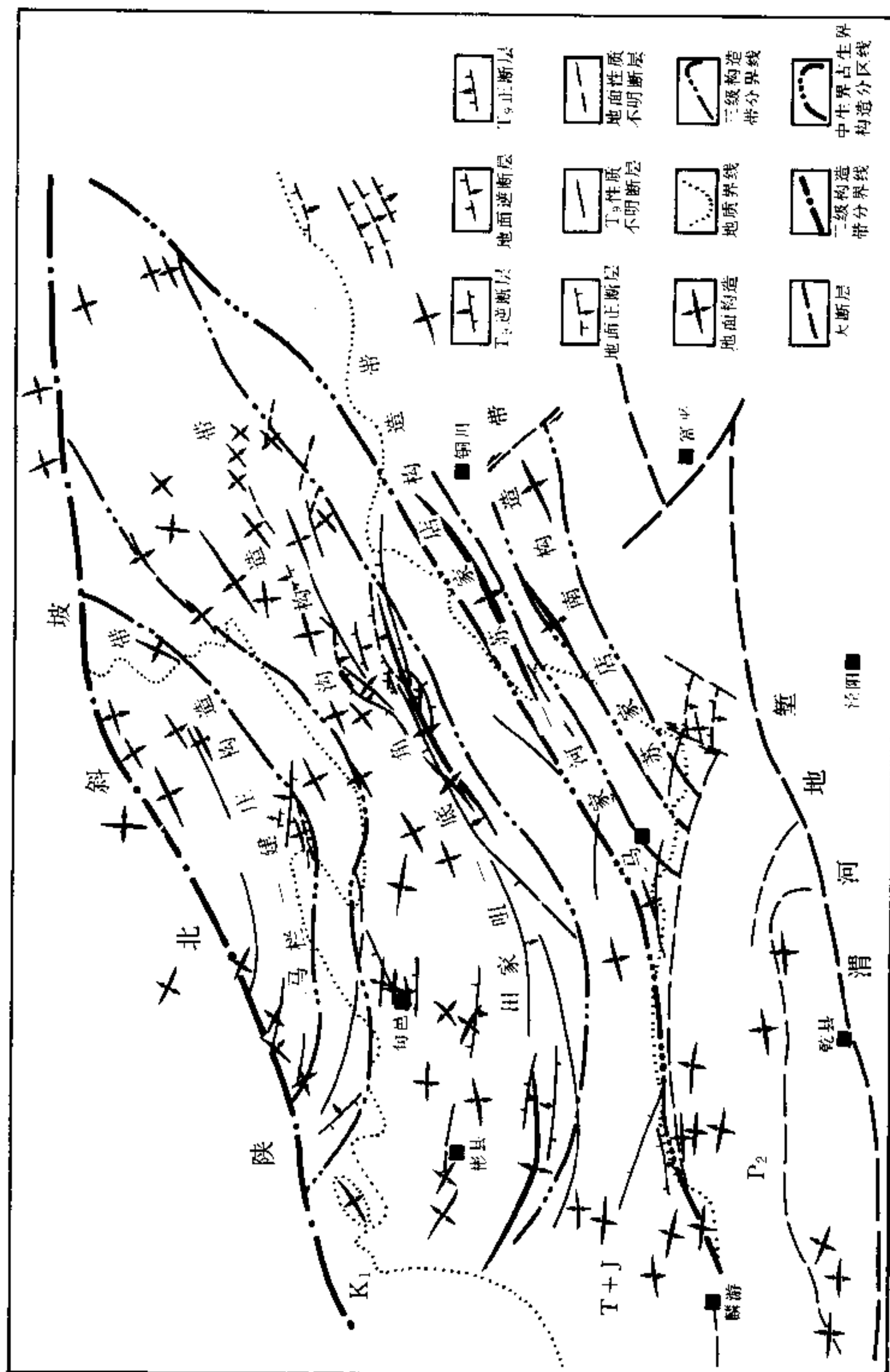


图1-4-7　渭北隆起构造纲要图

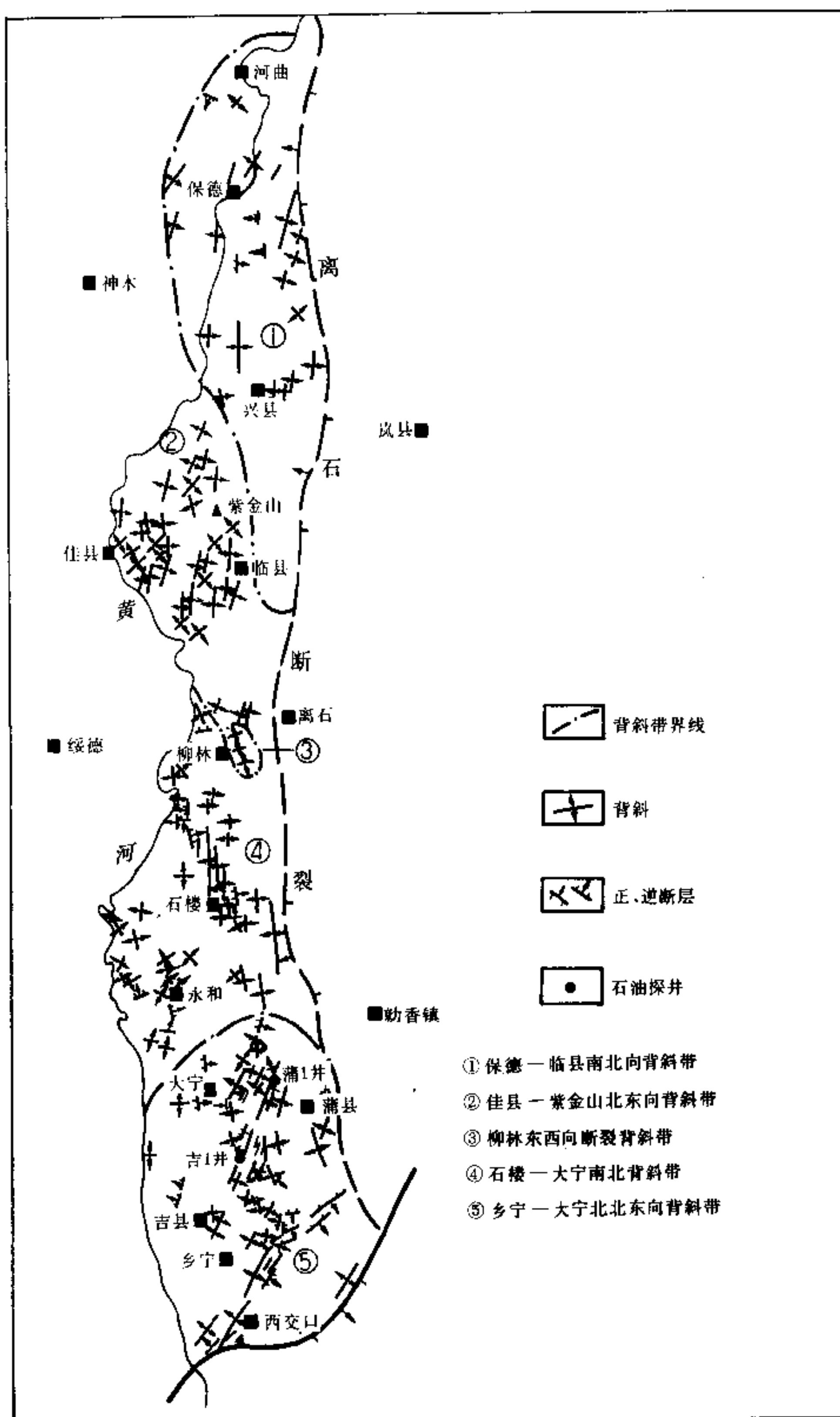


图 1-4-8　晋西挠褶带构造纲要图

2）马栏—建庄构造带：地面构造由白垩系组成，多为短轴背斜，闭合幅度小，一般保存完整，多见小型正断层。

3.晋西挠褶带

本区背斜和断层走向变化较大，据此可划分五个构造带（图1-4-8）。

（1）保德—临县南北向背斜带　该构造带从保德向南经兴县、临县，继续向南延伸到柳林之北，南北长180多公里，东西宽20～40公里，背斜走向虽有向东或向西的偏转，但背斜带总体仍为近南北走向。地面主要出露古生界，以平缓开阔的小型背斜为主，两翼一般对称，倾角3°～10°，多数为5°左右。轴长一般只有数公里，最大可达15公里，宽1～2公里。亦发现近南北走向的小型正断层或逆断层，断面倾角70°～85°，断距数米至数十米。

（2）佳县—紫金山北东向背斜带　展布于三叠系中，主要由规模小、平缓开阔的背斜组成，背斜走向为北东45°～60°，两翼对称且倾角平缓，一般多在5°左右，背斜长约6～8公里，宽一般为1～2公里。

（3）柳林东西向断裂背斜带　主要位于柳林之北，组成地层为寒武系—二叠系。褶曲排列紧密，两翼对称，倾角4°～14°。长轴5公里左右。该带发育一组东西走向的小型正断层，断面南倾，或北倾，倾角60°～80°，断距8～200米。

（4）石楼—大宁南北向背斜带　北始柳林之南，南经石楼后延伸到大宁一带，南北长130公里，东西宽达20公里。组成地层为三叠系、二叠系，以柳林和石楼之间背斜最发育，除短轴背斜、长轴背斜外，亦发育线状褶皱。背斜两翼多不对称，东翼陡西翼缓。例如，位于石楼之北的石楼背斜带，经地面地质构造详查，轴向近南北，以长轴背斜为主，其中石楼背斜带的三个主要背斜，为强烈褶皱的线状构造，背斜东翼陡西翼缓，西翼倾角一般18°～35°，东翼倾角40°～60°。该带还发现少量小型正断层或逆断层，近南北走向，倾角可达70°～80°，断距一般5～50米。

（5）乡宁—大宁北北东向背斜带　发育有褶皱强烈的线状背斜，轴向为北东20°～40°。吉县—大宁一带，出露三叠系、二叠系。背斜东南翼陡，倾角一般10°～30°，西北翼缓，倾角3°～20°，个别背斜亦有西北翼陡，东南翼缓的。在该区所做的两条地震测线也反映出地下构造为西北翼缓、东南翼陡，其中古驿背斜东侧发育三条正断层，窑渠背斜伴生三条逆断层。乡宁一带地面主要出露古生界，线状背斜发育，两翼不对称，一般东南翼缓，西北翼陡，甚至地层倒转，发育同方向的小型正断层和较大的逆断层。

4.陕北斜坡

以发育鼻状构造为主，两翼近对称，倾角小于2°，闭合面积小于10平方公里，闭合度一般为10～20米，由东向西出露地层由上三叠统延长组变为下侏罗统延安组。鼻状构造形态不规则，方向性极差，断层也不发育。

5.天环坳陷

地面发育短轴背斜，两翼对称，倾角1°左右，闭合面积5～11平方公里，闭合高度5～10米。轴部出露地层为下白垩统志丹组。背斜方向性明显，南部为北西向，往北转为北北西向。断层发育，以高角度正断层为主，断层倾角60°～85°，断距5～10米。由地震T_5（延安组延10砂岩顶面）、T_7（延长组长7底面）反射层，反映出以鼻状构造为主，短轴背斜很少。两翼对称，坳陷西部的倾角较大，向盆地内部渐平缓。闭合面积一般5平方公里，闭合度30米左右。地震T_9反射面（石炭系或奥陶系顶）在其北段有许多较大型的穹窿

背斜，典型的如天池、李华台、李家场、突卫、芒东、布里克等（图 1-4-9），闭合面积 30～40 平方公里，闭合高度 60～80 米。形态不规则，可能反映奥陶系顶面岩溶地貌。

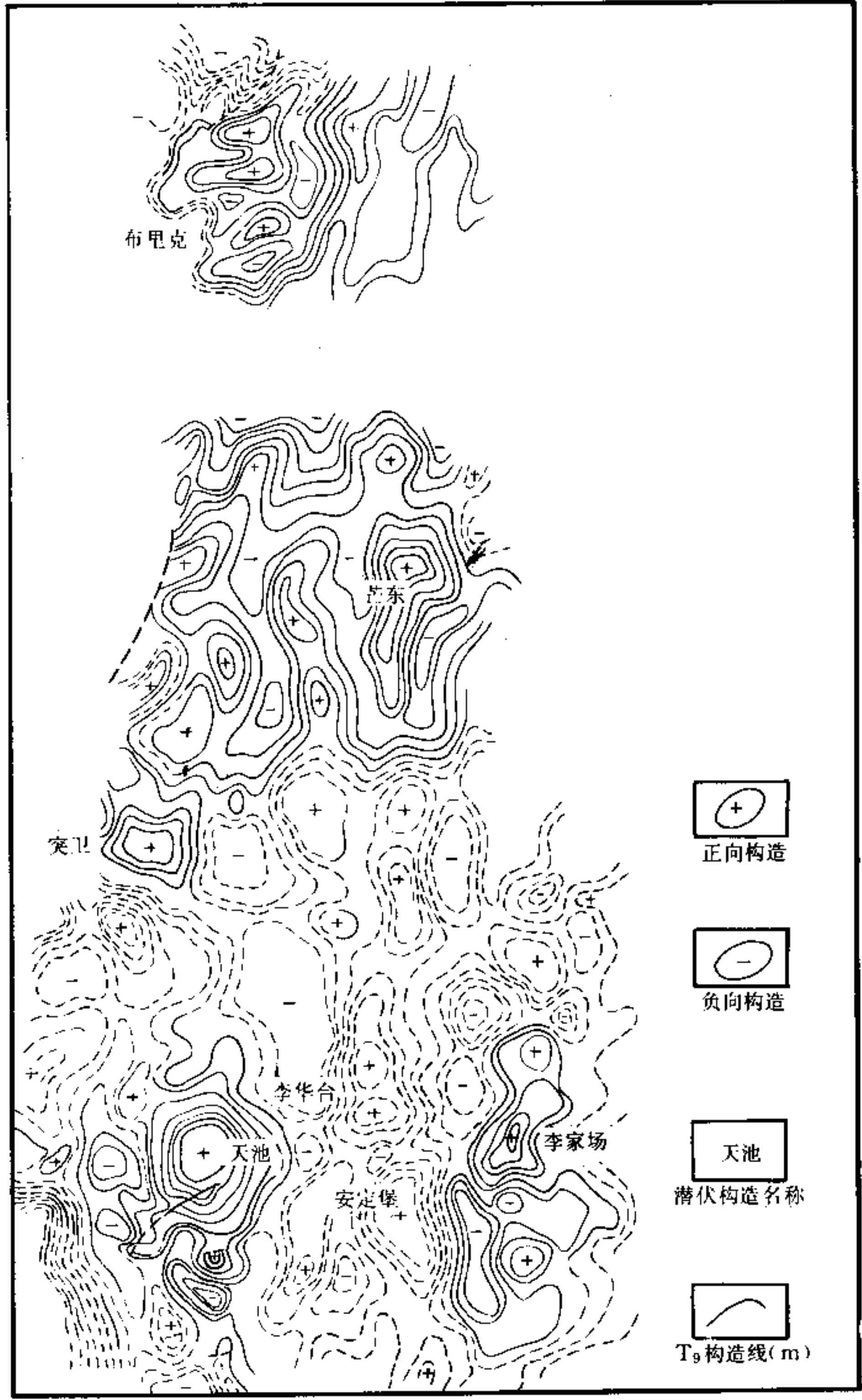


图 1-4-9　天环坳陷北段潜伏构造分布图

6.西缘冲断构造带●

总体呈南北向延伸，自北而南走向有北北西—北北东—北北西—近南北向的转折变化。具有东西分带、南北分块的特征，自北而南分成桌子山段、横山堡段、马家滩段、沙井子段（图1—4—10）。各段均有数条作为骨架的主冲断层，并被东西向断层所错开。主断层一般延伸长、断距大、断面上陡下缓，并兼有挤压扭动性质。在主断层附近形成各种类型的背斜构造。

各段简要情况是：

（1）桌子山段　主冲断层走向北北西，具有西倾东冲的压扭性质，构造抬升高，普遍出露下古生界。

（2）横山堡段　主冲断层走向北北东，西冲东倾（图1—4—11）。该段是由一系列与断层伴生的、成排分布的半背斜和断块组成的复合断裂背斜带，被红墩子、沙亥庙、黑沙兔三条主冲断层分割成四个大型冲断席，从西而东依次为任家庄冲断席、刘家庄冲断席、沙亥庙冲断席、黑沙兔冲断席。共有24个与逆冲断层伴生的局部构造（T_9），分布在断层上升盘，多数为半背斜、断背斜或为冲断层夹持的高断块。

（3）马家滩段　主冲断层走向北北西，东冲西倾，由惠安堡、青龙山东、下马关及牛首山四条主冲断裂分切，被切割成马家滩、石沟驿、青龙山、罗山等四个大型冲断席（图1—4—10）。其中马家滩冲断席又被六条主干逆断层分为四排二级断块背斜带，从西向东为惠安堡、沈家庄、积家井—摆晏井、马家滩—大水坑（图1—4—12）。目前该带发现深层T_9（C或O顶面）局部构造11个，中深层T_4（延安组顶部）局部构造55个。这些局部构造主要表现为背斜、半背斜、断块及鼻状构造。深层构造闭合幅度小，但规模较大，一般均为大型平缓背斜，很少被次一级断层切割，保存完整。中层构造褶皱强烈，闭合幅度较大，但规模较小，通常为次一级断层切割成较小的断块。

（4）沙井子段　构造位置相对较高，下古生界普遍出露，主冲断层走向近于南北，以东冲西倾断裂占主导地位。该段发现7个局部构造，以单测线背斜显示为主，亦有短轴背斜。

二、局部构造成因及形成时期

盆地内局部构造按成因可分两大类，即应力构造与沉积压实构造。

应力构造是在区域应力场作用下，使地层褶皱形成。这种构造在平面上的分布具有一定规律性，与区域构造线一致，成排成带性明显，构造形态规则，褶皱幅度较大，可由数十米到数百米，常伴生断层，分布于盆地的边缘，如西缘冲断构造带、南缘渭北隆起构造带、东缘晋西挠褶带等。

另一类为沉积差异压实构造，或因古地貌高或因岩性差异压实所形成的背斜或鼻状构造。其特点是平面分布无一定规律，构造轴线展布零乱，构造形态不规则。这种压实构造幅度较小，一般不大于20米，无伴生断层，分布于盆地内部广大地区。

应力构造是由多期构造运动形成的。多旋回性质的中生代构造运动，对局部构造的形成起了决定性的作用，印支运动使鄂尔多斯盆地大面积升起，盆地西南部抬升尤为剧烈。早期燕山运动使前侏罗系轻微褶皱与断裂，使盆地局部构造具雏形。中期燕山运动导致边缘断褶带形成。晚期燕山运动使盆地各区局部构造定型。

压实构造是在地层沉积后的成岩压实阶段形成的，需要较长的地质过程，盆地下侏罗统延安组的压实构造，形成于中侏罗世之后。

●宋国初等，1983，鄂尔多斯盆地西缘大型冲断褶皱构造特征及油气勘探。

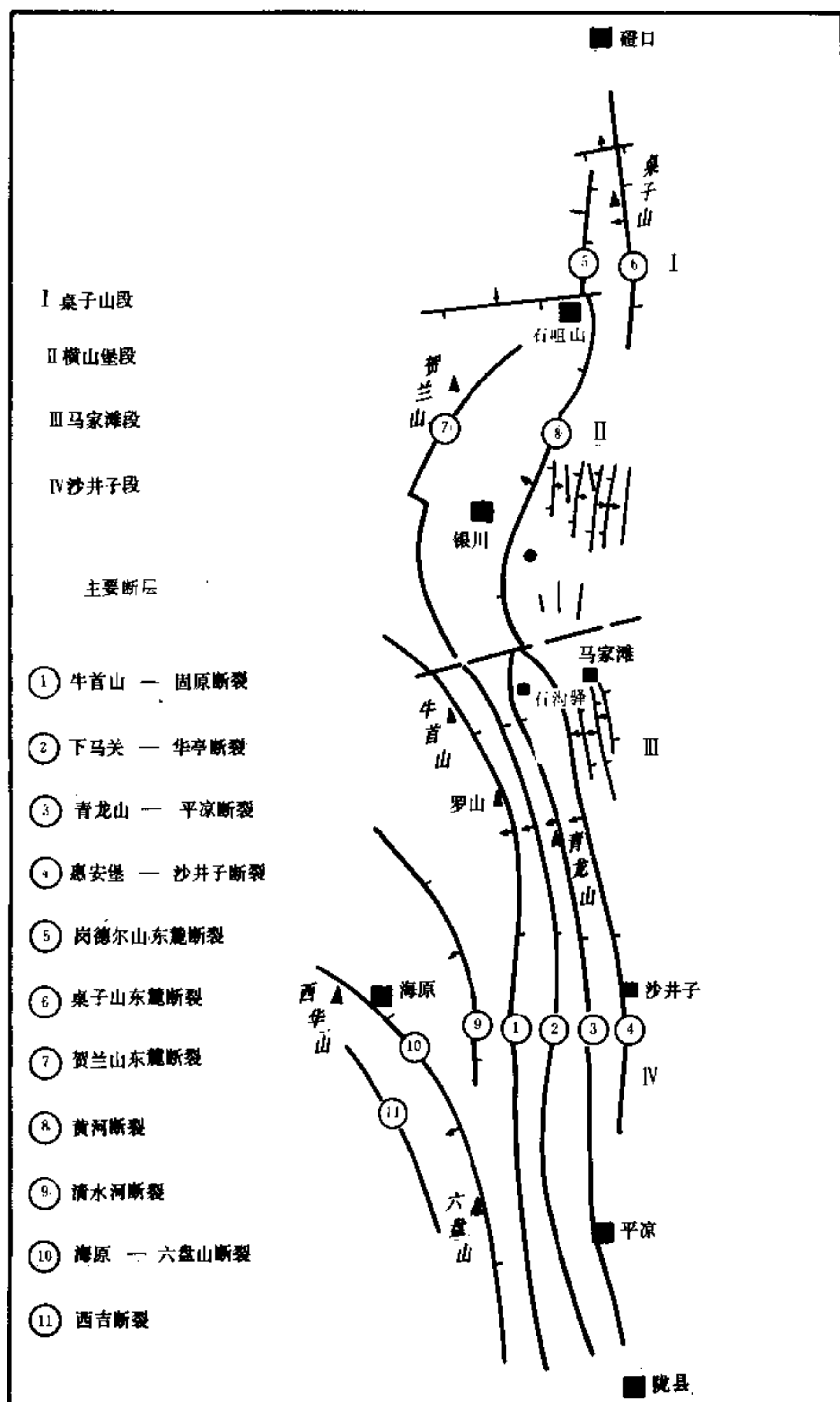


图 1–4–10 鄂尔多斯盆地西缘冲断带分段示意图

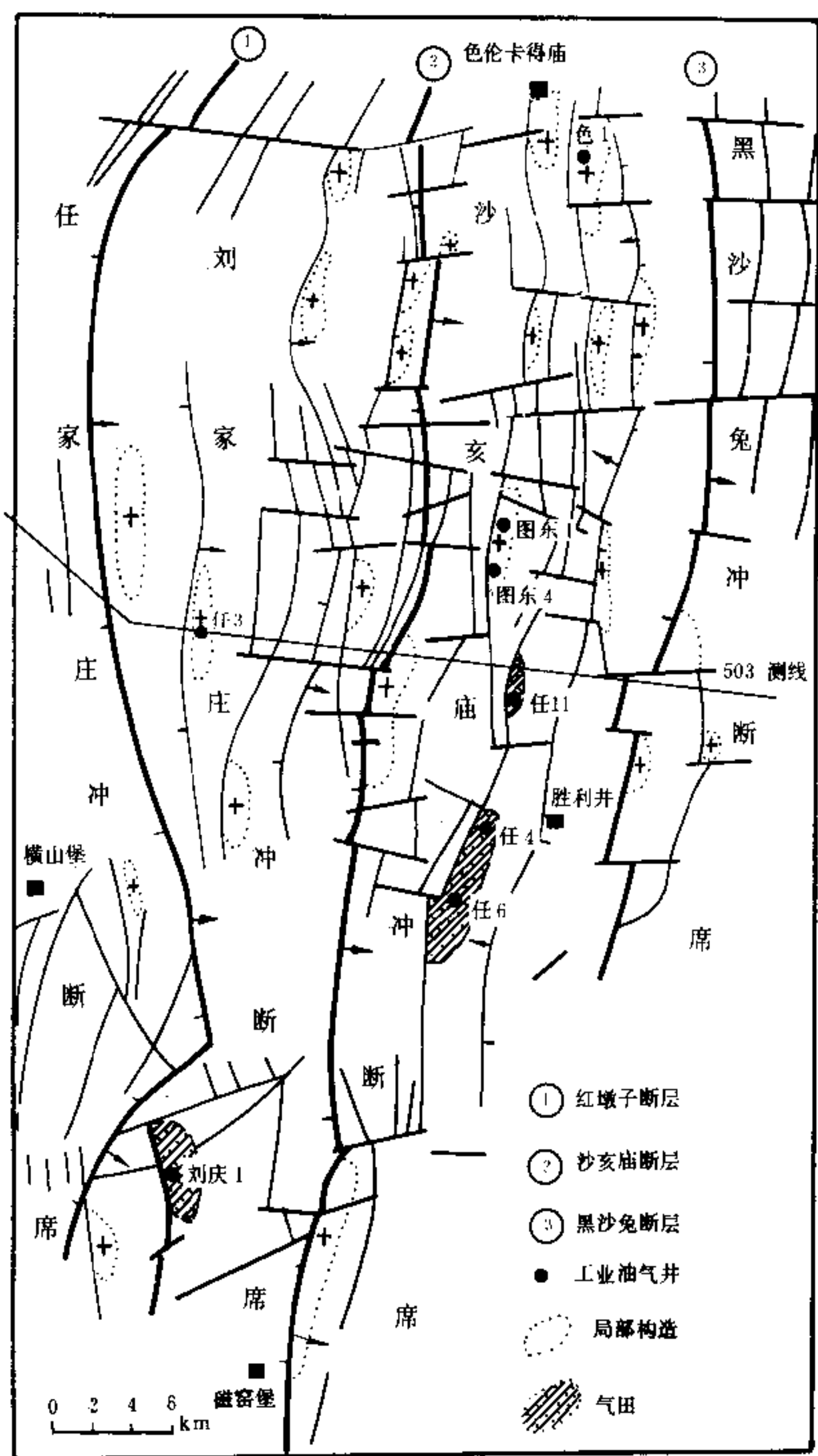


图1-4-11 鄂尔多斯盆地西缘冲断构造带横山堡段构造略图

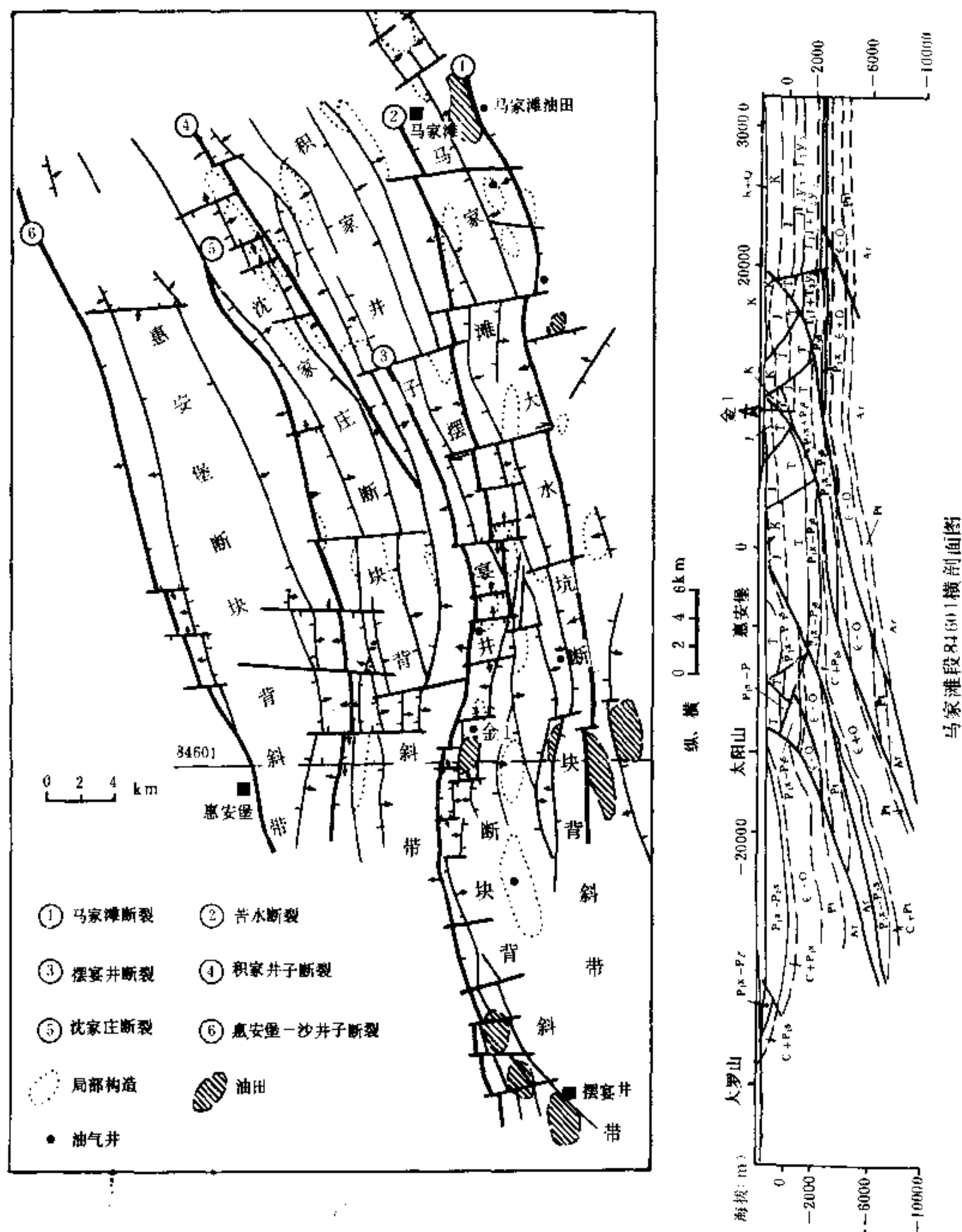


图 1-4-12 鄂尔多斯盆地西缘冲断构造带马家滩段构造略图

第四节 构造与油气分布的关系

鄂尔多斯盆地油气藏的形成，虽受多种非构造因素的控制。但从地质构造制约盆地的发展、地质构造决定隆坳分布、以及盆地边缘冲断带、挠褶带控制油气田分布的具体事实来

看，构造对油气富集的作用和影响不能忽视。

一、区域构造条件控制油气生成

盆地在地史演化中的区域构造背景及古构造变异，控制着生油坳陷及生气中心的分布。例如早古生代盆地西南部的台缘坳陷，晚古生代早期的西缘坳拉槽，晚古生代晚期—中生代晚期的克拉通内部盆地，为海相、海陆过渡相、内陆湖泊相油气源岩的形成提供了区域构造条件。古构造的发展又为其热解成熟提供了可能。

储集层的发育也受区域构造所控制。中元古界蓟县系，下古生界寒武系、奥陶系碳酸盐岩储集层，晶间粒间孔隙发育较好的储集层，主要发育于地台边缘浅滩环境；上古生界及中生界的碎屑岩储集层，物性相对较好的储集砂体，主要发育于河流、三角洲环境。这些沉积相带的变化也主要受区域构造条件的制约，例如槽台并存时期，沉积相为东西分带；内陆湖盆时期，沉积物为南北分带。这些生、储油岩相带组合，往往决定了盆地油气富集区的分布。

二、构造带控制油气田的分布

鄂尔多斯盆地的构造带，主要分布于盆地的西缘、南缘及东缘。但勘探程度较高已有重要发现者仅西缘冲断构造带，目前已在冲断带的上盘发现了马家滩、摆晏井，大水坑等油田和刘家庄、胜利井等气田。这些油气田的构造类型，多为半背斜或断背斜。盆地南缘及东缘的构造带或因断裂较多油气保存条件不利，或因勘探程度不高，目前尚无重大发现。

三、局部构造控制油气水分布

局部构造控制油、气、水分布的实例在马家滩油田长 10、长 8 油藏中最为突出。气顶，含油带，边、底水分异明显。摆晏井油田的延 10、延 6 油藏也有边水存在但无气顶。鼻状背斜油藏中，气顶分布于油藏的高部位，如直罗油田的长 1 油藏。另外也有大量存在的岩性、地层油藏，油水关系复杂，分异不够明显的实例。

第五章 沉 积 史

鄂尔多斯盆地的沉积史，在大地构造的制约下演化，经历了由海相—海陆过渡相—陆相的发展过程。盆地的沉积盖层可分为四套（表 1–5–1）。

表 1–5–1 鄂尔多斯盆地沉积盖层划分表

序号	时 代	沉 积 相 类 型	气候旋回	构造幕	勘探领域
I	中元古代—早古生代 $J_x—O_2$	以海相沉积为主，包括开阔海白云岩、藻白云岩、开阔海及局限海石灰岩	第一轮干旱到潮湿气候	加里东	早古生代气藏
II	晚古生代—中三叠世 $C_2—T_2$	由海陆过渡相沉积的海湾泻湖、滨海沼泽渐变为内陆河流三角洲、湖泊相	第二轮潮湿—干旱气候	华力西	晚古生代气藏
III	晚三叠世—中侏罗世 $T_3—J_2$	内陆大型湖泊相渐变为河流湖沼相及干旱湖沼相	第三轮潮湿—干旱气候	印支—燕山	中生代油藏
IV	白垩纪—新生代 $K_1—Q_4$	内陆湖沼相	第四轮潮湿—干旱气候	燕山—喜山	

第一节 中晚元古代及早古生代海相沉积[1]

一、沉积相发育特点

中晚元古代及早古生代的海相碳酸盐岩沉积是在盆地基底上形成的第一套沉积盖层，共经历了三次海侵。

第一次海侵发生在中元古代。海水自盆地西南部入侵，由长城系的滨海砂、页岩、火山岩相发展为蓟县系的浅海开阔台地白云岩及藻白云岩相。长城系可分两大沉积体系（图 1–5–1）：庆阳至东胜以东、石咀山以北地区，为地台型陆相砂岩，沉积厚度 100～700 米；西部及西南部鄂托克旗—平凉一带为槽台过渡的砂、页岩喷发岩相，沉积厚度 700～1400 米；银川—石咀山一带为滨海砂、页岩、白云岩相，厚 100～400 米；环县—彬县地区为滨海砂、页岩相，厚 600 米左右；铜川—潼关一带为槽台过渡的砂、页岩、火山岩相，厚度可达 5000 米以上。

蓟县纪海水仍由西南部向鄂尔多斯盆地入侵，石咀山—榆林—河津西南全部为海水淹没，达到中元古代的海侵高潮。沉积厚度由地台边缘向西南方向逐渐增厚，庆深 1 井厚 310 米，到盆地西南厚度达 1700 米（图 1–5–2）。沉积相全部转变为地台型，由古陆边缘石咀山—吴旗—富县的滨海砂页岩、白云岩相向西南方向银川—平凉—铜川一带变为开阔台地白云

[1] 张吉森等，1983，陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价总结报告。

岩、藻白云岩相。由于含藻丰富而成为盆地内的第一套生油气层。

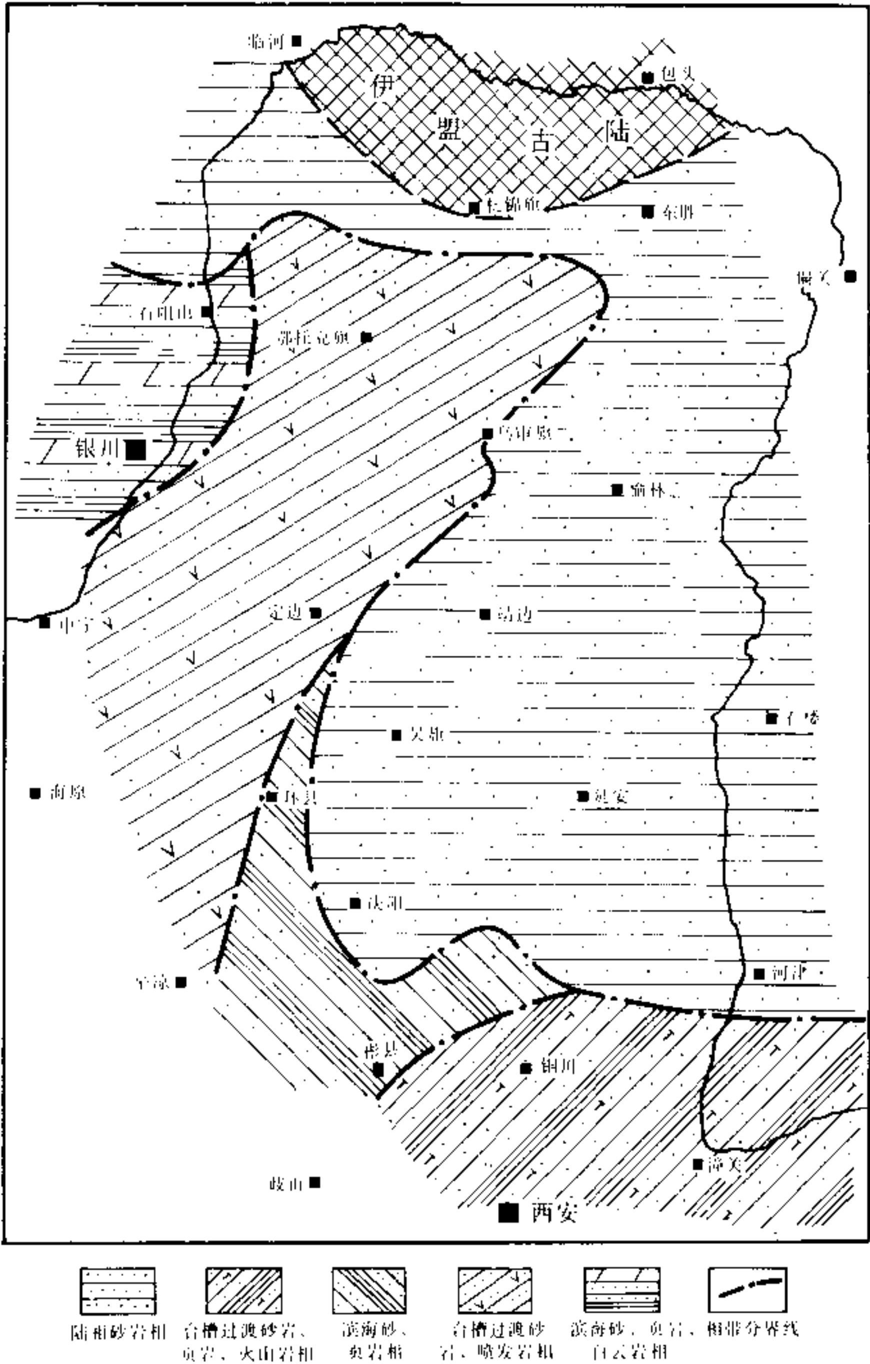


图 1-5-1　鄂尔多斯盆地长城纪沉积相图

蓟县纪以后，由于晋宁运动，华北地台抬升，鄂尔多斯地台上升更甚，缺失青白口纪的沉积，造成了长期的沉积间断，历时约 200 百万年。

震旦纪沿地台西、南缘贺兰山、青龙山、洛南一带，沉积了陆相冰碛砾岩及泥砾岩罗圈组，厚仅数十米。

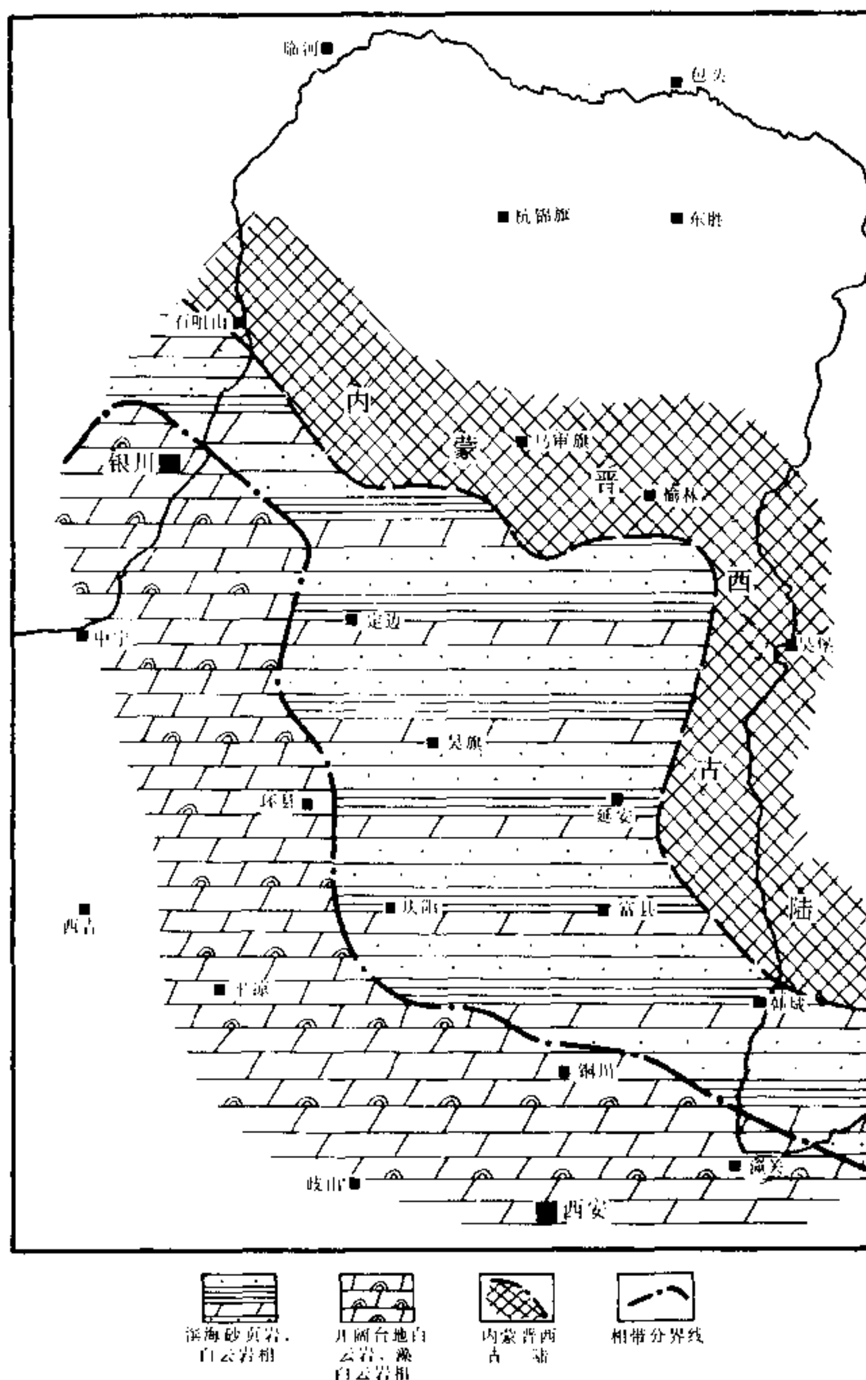


图 1–5–2 鄂尔多斯盆地蓟县纪沉积相图

罗圈组沉积之后，由于蓟县运动的影响，使鄂尔多斯地台上升为陆，遭受风化剥蚀。

第二次海侵发生在早寒武世，海水仍由西南方向入侵，但沉积厚度不大，为 50～150 米。属于潮坪白云岩、砂页岩相，呈"L"形环绕盆地西南部分。中寒武世海侵范围扩大，除伊盟古陆、阿拉善古陆外，全为海水淹没，为寒武纪海侵高潮期。在吴旗—榆林—吴堡地区沉积了潮坪含泥白云岩、颗粒白云岩相，圈绕该相带在偏关—乌审旗—平凉—河津一带发育

浅滩鲕粒灰岩相、盆地西南边缘则发育石灰岩、页岩相。沉积厚度由盆地内的 100 米，往西南部边缘渐增至 600 米。盆地边缘的石灰岩、页岩相为有利生油相带，是盆地内的第二套生油气层（在下古生界内是第一套生油层），而浅滩鲕粒灰岩相则是有利油气储集的相带（图 1−5−3）。

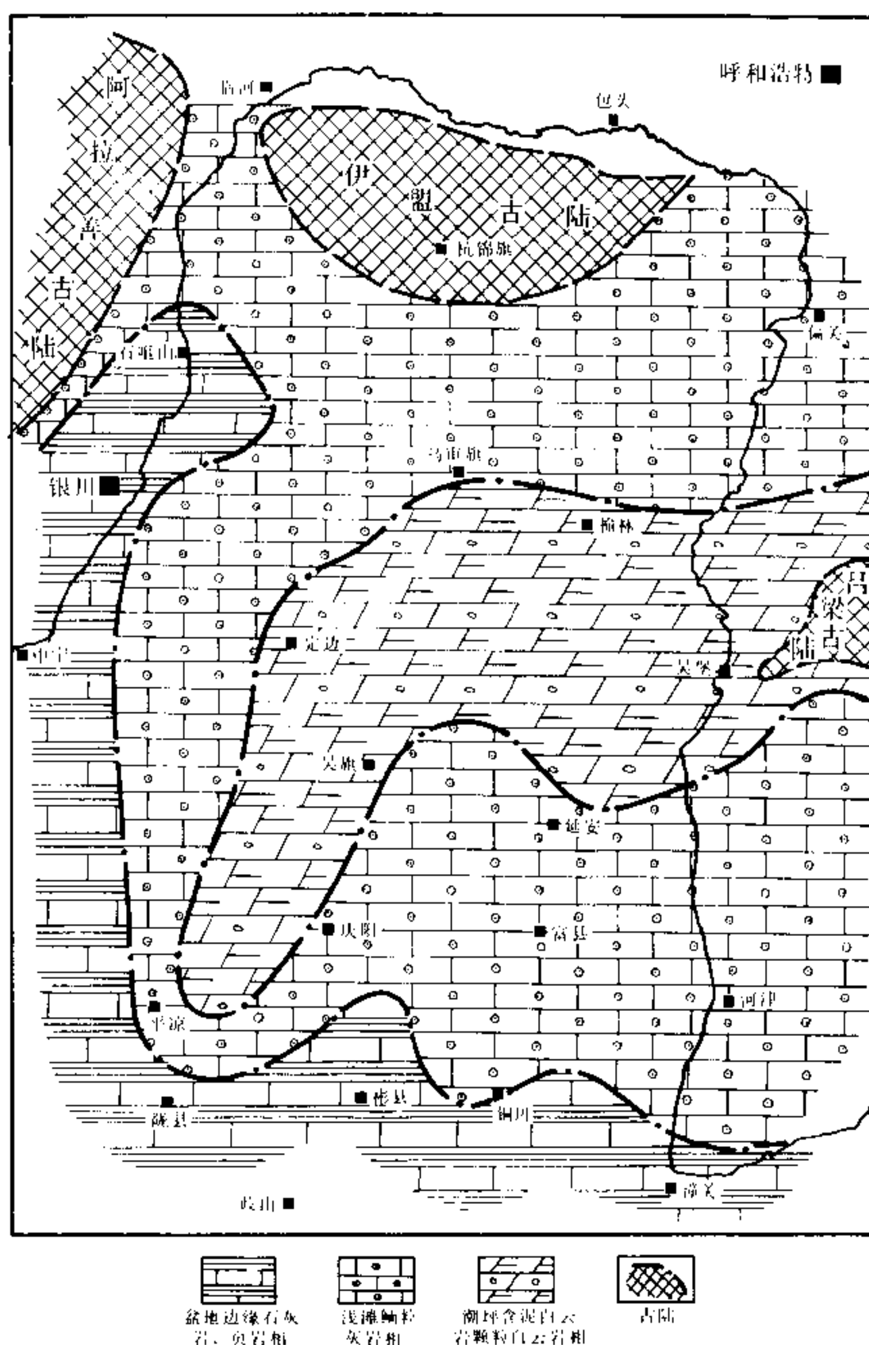


图 1−5−3　鄂尔多斯盆地中寒武世沉积相图

晚寒武世的沉积范围与中寒武世相近，但沉积厚度小，一般只有百米上下，最厚在贺兰山局部地区可至 386 米。此时中部庆阳古陆形成（吴旗—华池—庆阳—环县范围内），未接

受沉积。该古陆于中寒武世张夏期已经显现，于此时露出水面，为一继承性发展的古降起。沿伊盟古陆及庆阳古陆，发育潮坪竹叶状灰岩相，其间发育局限海白云岩、白云岩相，而在盆地西南边缘沉积了一套白云岩相（图 1-5-4）。

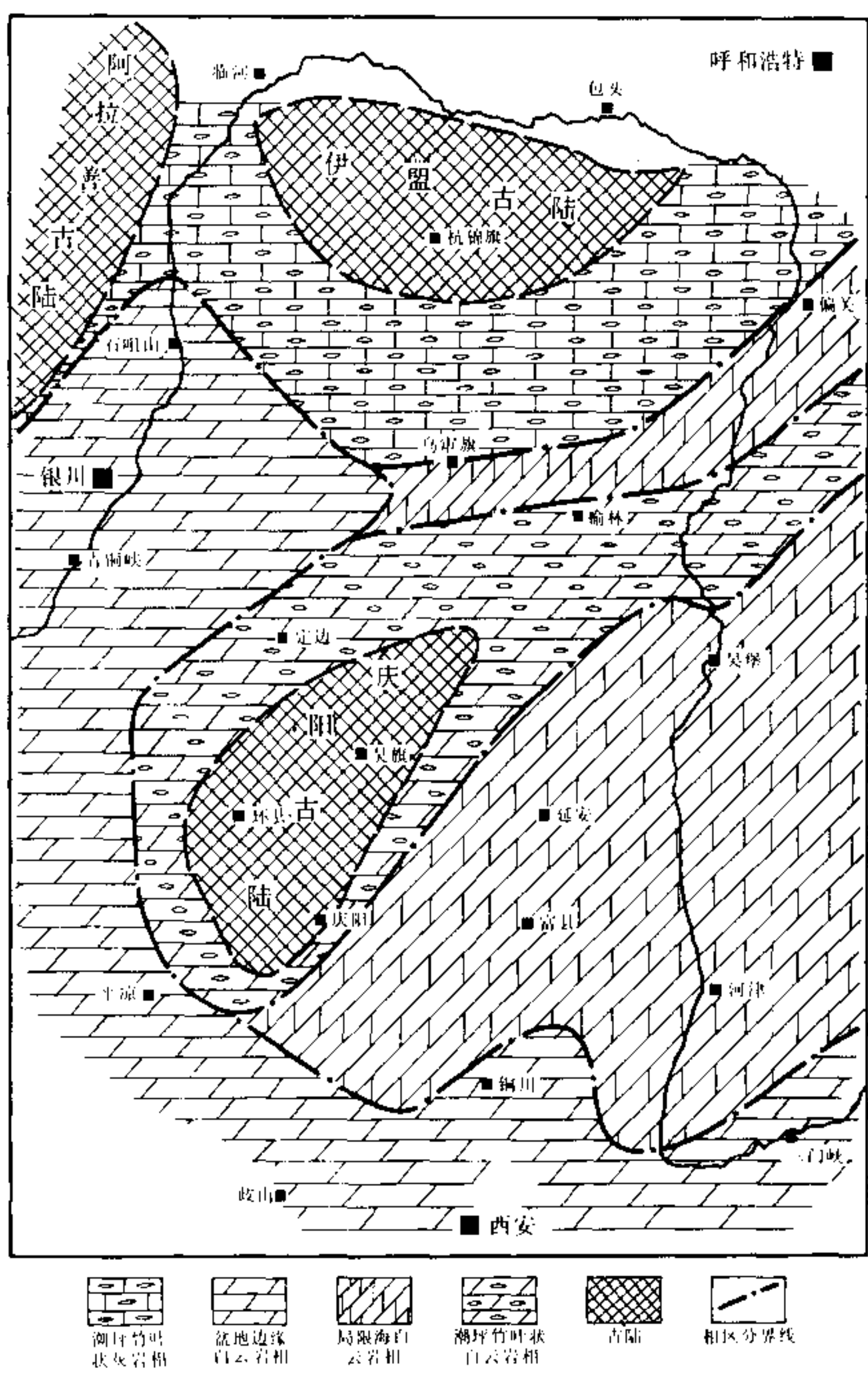


图 1-5-4　鄂尔多斯盆地晚寒武世沉积相图

第三次海侵发生在奥陶纪。早奥陶世早期的沉积（冶里—亮甲山期）以准同生白云岩为主，厚度由盆地外缘向内渐增，颗粒含量变化与之相反，表现为向盆地内部减少。白云岩普

遍含泥质，结晶度细，发育纹层及干裂构造，局部见波痕，所以统称潮坪白云岩泥质白云岩相。这是第三次海侵的开始，海水自东南方向入侵，呈反"L"型环绕地台东、南部边缘。与早寒武世沉积分布区恰好对称分布（图 1-5-5），沉积厚度自西而东、自北而南渐大为 50～200 米。

图 1-5-5 鄂尔多斯盆地早奥陶世冶里—亮甲山期沉积相图

奥陶系连续沉积于寒武系之上，但地貌发生了第一次逆转，长期处于隆升的盆地东部及东南缘地区，此时发生沉降，沉积厚度较大（200 米）。盆地西缘及盆地的大部分地区则上升为陆，没有接受早奥陶世早期的沉积。这一变异可能与中部庆阳古陆隆起的发育有关，该古隆起于中寒武世显现，晚寒武世形成，早奥陶世扩大与北部伊盟古陆联为一体，造成了盆

地第一次西降东坳的古地理面貌。

早奥陶世早期以后，由于怀远运动的影响，本区整体上升，全部变为古陆并遭受侵蚀，愈往南部剥蚀程序愈大，这可由早奥陶世晚期地台南部马家沟组的砾岩和砂岩沉积远比北部发育而得到证明。

早奥陶世晚期，古地貌特征一复旧貌，盆地西部及西南部又成为深的沉降带，沉积厚度达 1000～2000 米。为下古生代第二次范围较大的一次海侵，除伊盟古陆及阿拉善古陆以外，全部为海水所淹没，但盆地内的沉积厚度并不大，一般为 100～300 米，中部古隆起仍

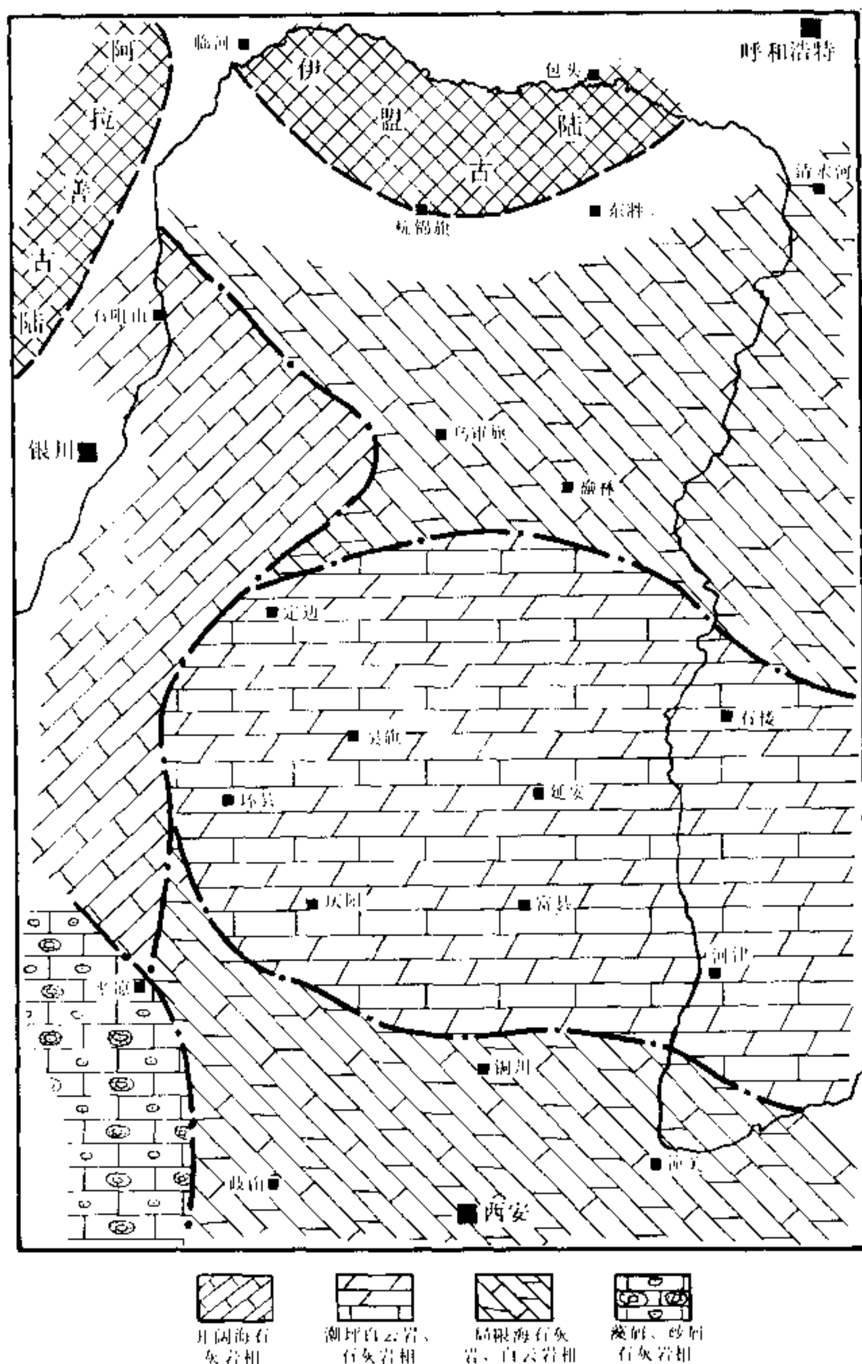


图 1-5-6 鄂尔多斯盆地早奥陶世马家沟期沉积相图

留余迹，沉积厚度一般小于100米。沉积相的变化明显受古地形的控制，中部古隆起及其东延部分，于定边、环县，石楼、河津范围内，发育潮坪白云岩、石灰岩相。伊盟古陆及中部古隆起南坡，于乌审旗、榆林等地及岐山、潼关地区，发育局限海石灰岩、白云岩、石灰岩相。西缘为开阔海石灰岩相。西部沿平凉、陇县一带，则发育浅滩藻屑、砂屑石灰岩相（图1−5−6）。这是盆地中的第三套生油气层（下古生界的第二套生油气层）。

中奥陶世平凉期本区随整个华北地台整体上升，仅在西缘和南缘由于秦—祁海槽的影响，沉积了厚达2000米左右的平凉组深水砂、页岩相（图1−5−7）。这是盆地内第四个生油

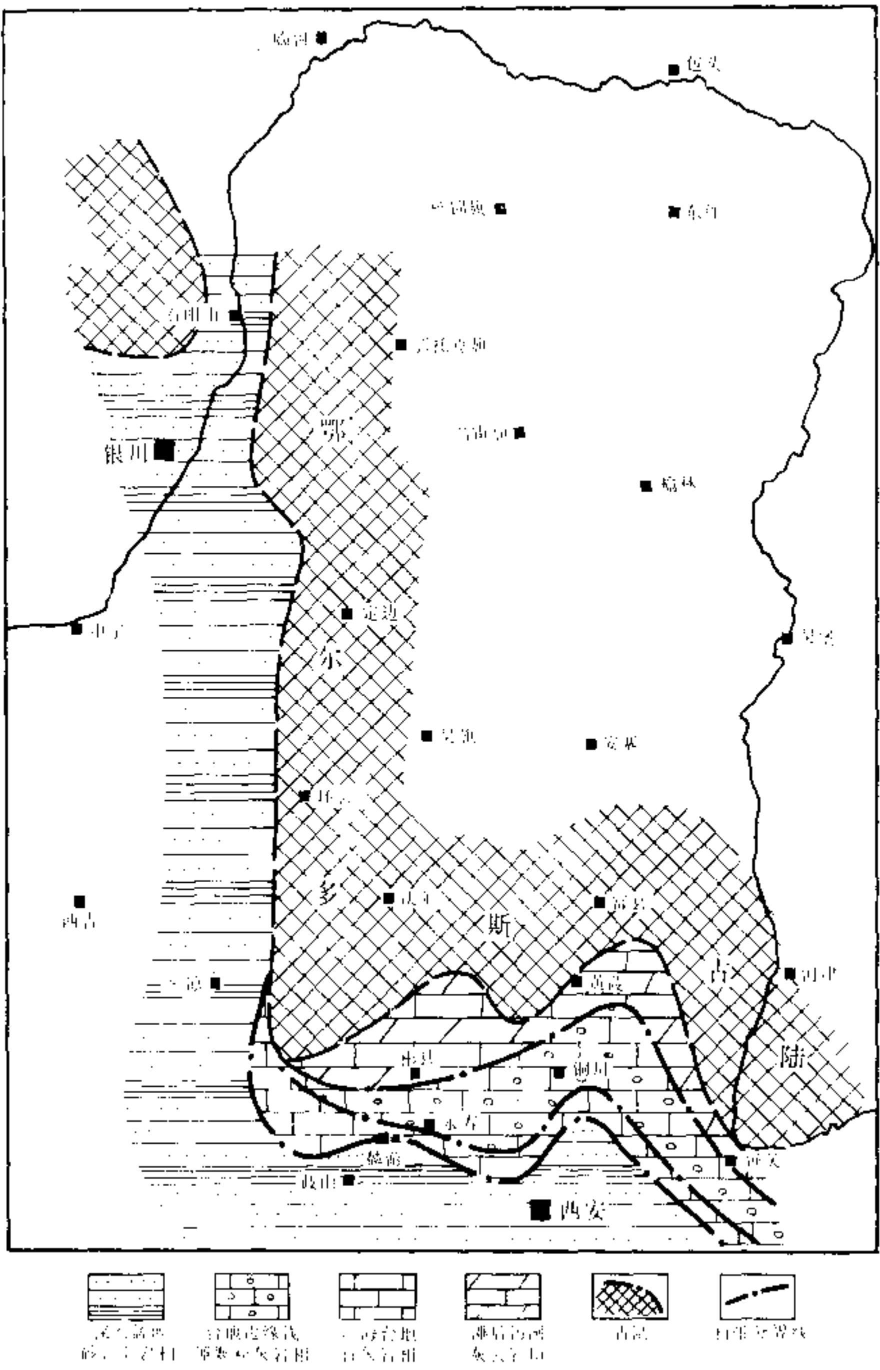


图1-5-7　鄂尔多斯盆地早奥陶世平凉期沉积相图

层（下古生界的第三套生油气层）。古陆南缘坡度较缓，在黄陵、潼关、彬县一带发育浅水碳酸盐台地。

晚奥陶世海水全部退出本区，仅在盆地边缘的局部地区有 30～530 米厚的背锅山组沉积。沉积相为局限海白云岩、石灰岩相。

二、简要小结

鄂尔多斯盆地及其周缘，在中晚元古代—早古生代处于槽台对立的构造环境。相对稳定的鄂尔多斯地台与相对活动的秦—祁—贺地槽区并存。地台区以北部伊盟隆起最为稳定，整个地史阶段一直为古陆。地槽区则表现为急速沉降，沉积岩巨厚，从西、南两方面环抱地台。

鄂尔多斯盆地在中元古代至早古生代发生了三次海侵，形成第一套以碳酸盐岩为主的沉积盖层。其中，中元古代蓟县纪，早古生代中寒武世及早奥陶世晚期，为三次海侵的高潮，沉积了三套生油气层。

中元古代至早古生代共经历了三次大的构造运动，即晚元古代末期的蓟县运动，早奥陶世早期的怀远运动，晚奥陶世末期的加里东运动。这三次构造运动均以升降运动为主，在地台上形成三次沉积间断，其中以蓟县系沉积之后的间断时间最长，达 200 百万年。其次为中奥陶统平凉组沉积之后的间断，约 100 百万年。这三次构造运动使地层接触关系均为假整合，仅加里东运动在盆地西缘及南缘的局部地区发生挤压，使早期发生的正断层逆转并使地层轻微褶皱，造成不整合接触（图 1–5–8）。

古地貌变异主要受基底形态的控制，如北部古陆主要受伊盟古隆起控制，中部古陆主要受庆阳古隆起、延安古隆起的控制，西部海槽主要受西部坳陷的制约。这一古地貌格局一直支配着中晚元古代及早古生代的沉积。

本阶段产生了两次由干旱到潮湿气候的转化。第一次由长城纪到蓟县纪；第二次由震旦纪、早寒武世到中奥陶世。两次转化的共性是：沉积环境由陆相变为海相，岩石的颜色由紫红变为灰色。但在盆地总的气候演化中处于第一轮干旱到潮湿气候旋回。

第二节　晚古生代—中三叠世海陆交替相到陆相沉积●

一、沉积相发育特点

中晚奥陶世的加里东运动，使鄂尔多斯地台抬升，在地台的西南缘，形成了“L”形分布的断褶带（图 1–5–8）。贺兰山—牛首山—土坡—窑山一线隆起最高，阻挡了祁连海的入侵，使志留系、泥盆系、下石炭统、中石炭统早期靖远组的沉积限制在该带的西部，整个鄂尔多斯地台没有沉积。

华力西构造旋回早期，鄂尔多斯地台又发生沉降，再次接受海相沉积，并开始由海陆过渡相向陆相的转化，出现了第二轮潮湿到干旱气候的变化。

中石炭世为地台的第四次海侵，海水从东西两个方向入侵，中间构成“I”字型的古陆梁，东西两侧的岩性、岩相与生物群落均不相同，故分别命名（图 1–5–9），西部为羊虎沟组，其特点是地形多变，海岸线在吉兰泰—鄂托克前旗—定边—环县—海原一带，形成半环

●陈安宁等．1985．陕甘宁盆地上古生界岩相古地理专题研究报告．

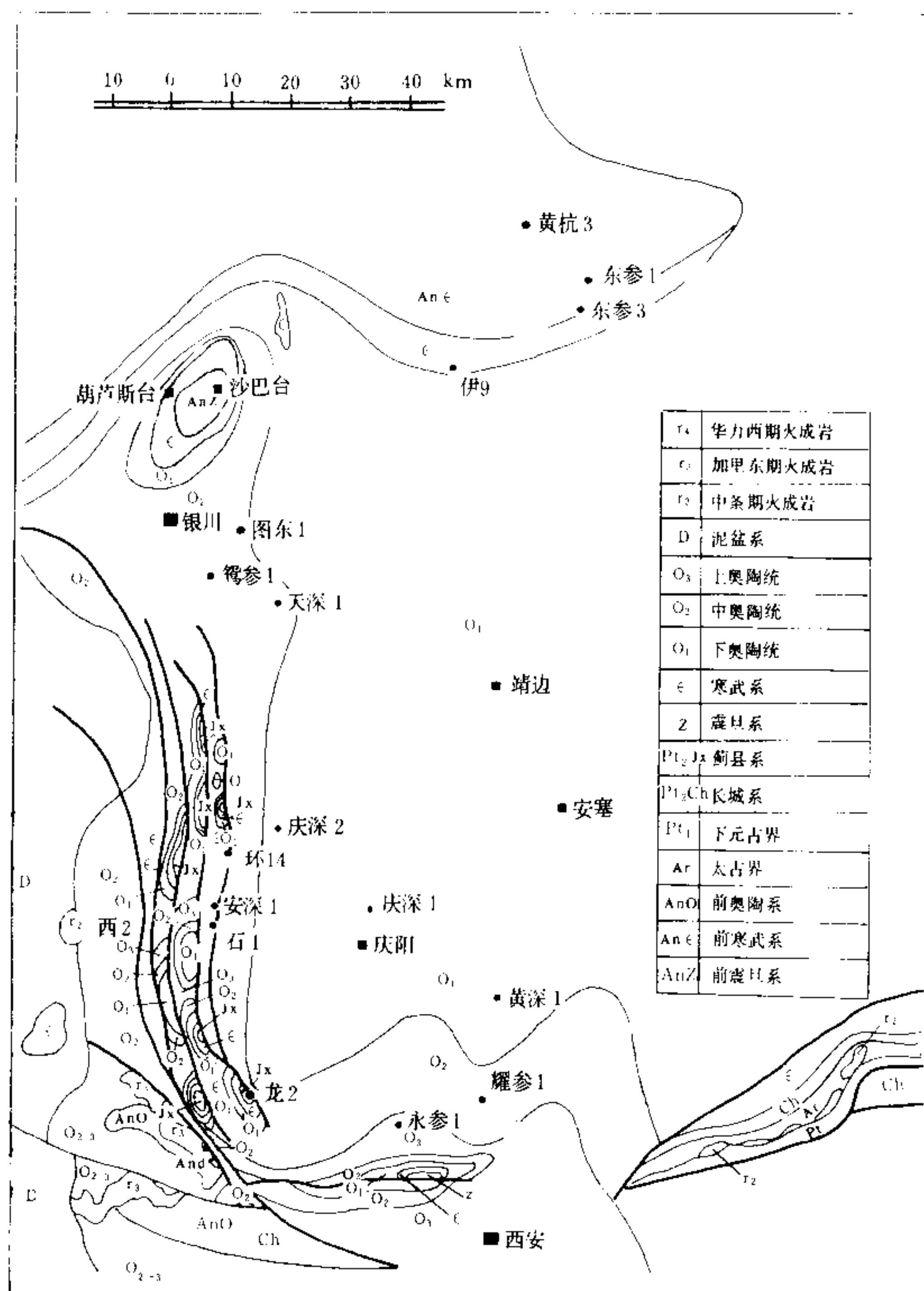


图 1-5-8 鄂尔多斯盆地西南缘前石炭纪古地质图

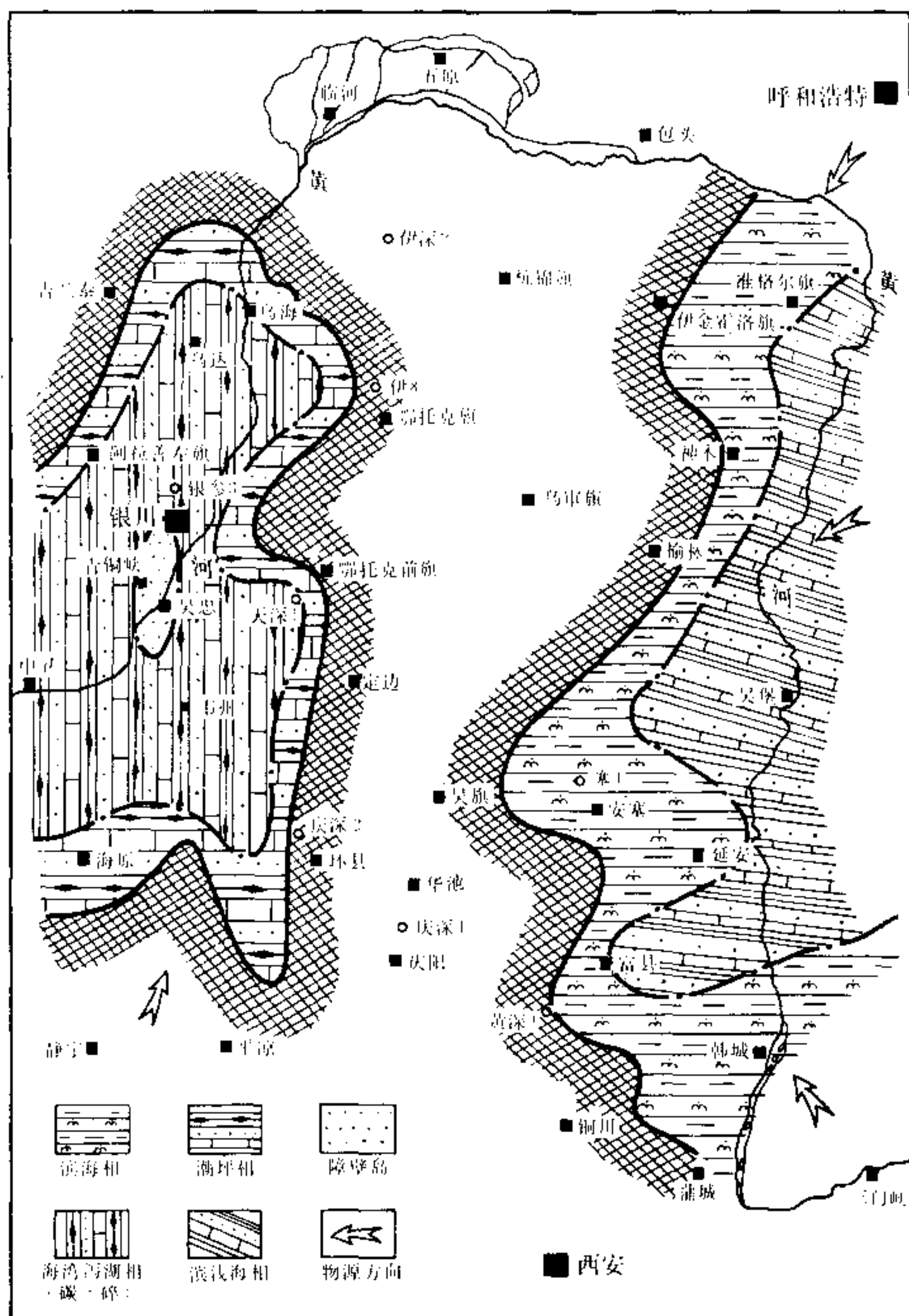


图 1-5-9 鄂尔多斯盆地中石炭世本溪、羊虎沟期沉积相图

状海湾。海湾出口处有青铜峡障壁，形成潮坪泻湖相沉积。岩性以砂、泥岩互层为主夹碳酸盐岩及含煤沉积，一般厚度 200～400 米。泻湖的北部乌达地区封闭性差，沉积物较粗，生物较多。泻湖的南部韦州地区封闭性及还原性强、岩性细、有机质保存条件好。在障壁泻湖

区以西为滨浅海相沉积；地台东缘地势平坦，海域较开阔，沉积了本溪组。海岸线在伊金霍洛旗—神木—榆林—吴旗—黄陵—蒲城一带。沿岸线在北部准格尔旗—南部韩城地区为古喀斯特背景上的滨海沉积，岩性以铁铝层为主，顶见薄煤及煤线，中部以砂、泥岩为主，底为1～2 米的铁铝层。此相带以东亦为滨浅海相的铁铝层砂、泥岩夹薄层石灰岩，沉积厚度仅20～30 米。

晚石炭世东西海侵在地台汇合，达到第四次海侵的高潮。据石灰岩发育程度判断，海水由东南方向侵入。伊盟隆起与渭北隆起仍然没有接受沉积，地台内南北向的古陆梁已淹没于水下，至此沉积相的南北分带开始显现（图 1–5–10）。

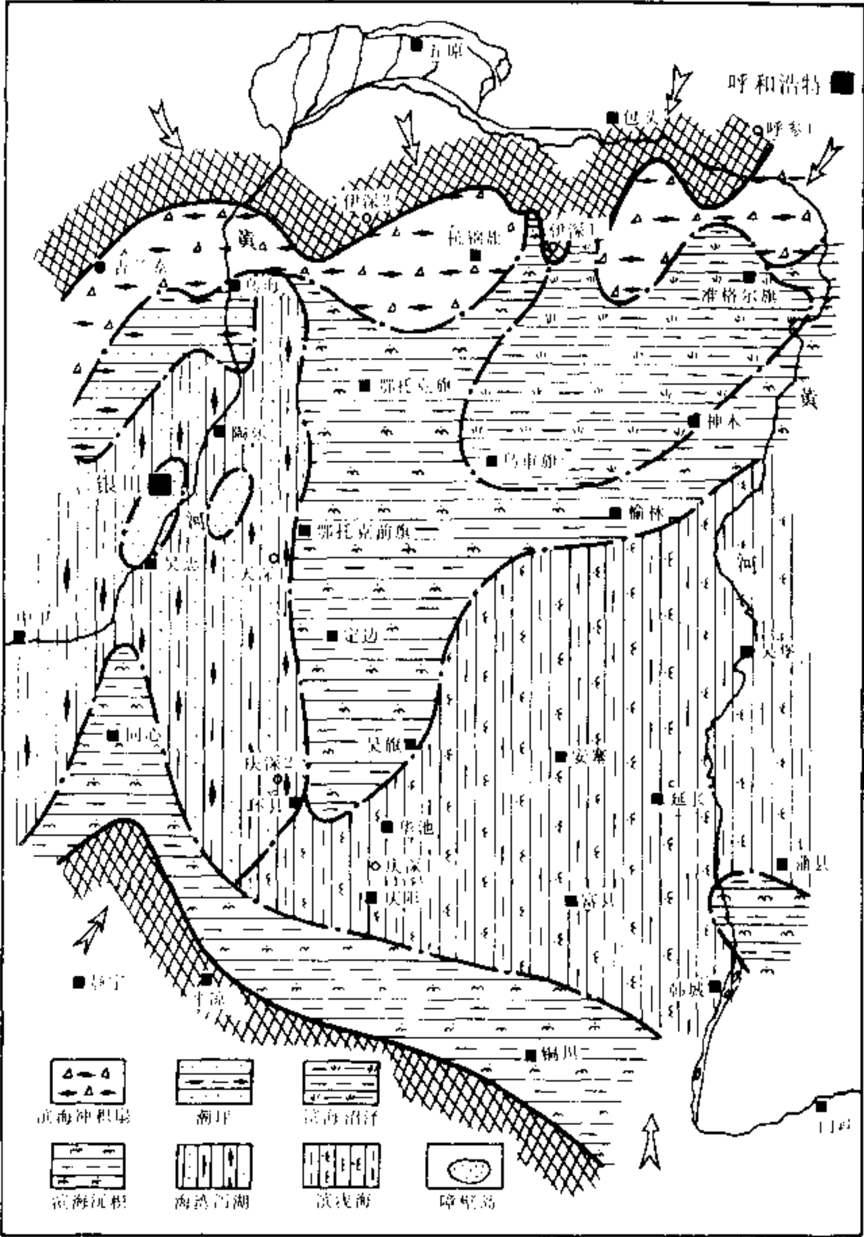


图 1–5–10　鄂尔多斯盆地晚石炭世太原期沉积相图

北部沿伊盟隆起南坡，发育着四个滨海冲积扇，普遍为砾状砂岩及砂岩。南部渭北隆起北坡为滨海相砂、泥岩沉积。盆地中部庆阳—吴堡—韩城一带发育滨浅海砂、泥岩互层夹石灰岩。煤层不发育，一般厚3～5米。这里需要提及的是一些特殊的成煤环境：盆地东北部在滨海冲积扇与滨浅海相之间发育滨海沼泽，分布在神木—乌审旗一带，煤层厚5～10米，为晚石炭世的主要产煤区。地台西部主要继承了中石炭世的面貌，银川南北向障壁依然存在，被分隔的海湾泻湖犹存，但北部天池—银川以北泻湖面积缩小，以潮坪含煤沉积为主。南部水体扩大已到环县，以泻湖含煤沉积为主，煤层薄而层数多。

早二叠世鄂尔多斯地台上升为陆，海水全部退出，揭开了陆相沉积的序幕，干旱气候再度出现。

早二叠世山西期发育了三角洲及湖沼沉积，总的特征是北部以河流三角洲相为主，南部以湖沼沉积为主。

北部由于蚀源区上升迅速，剥蚀加剧，物源充足，从而形成数条河流，自北而南伸入湖区，沿湖岸广泛发育三角洲相沉积，其中吴堡—延长三角洲伸入湖区最远。盆地南部在韩城、平凉附近也有三角洲相分布。除此之外在盆地南部西至同心，东到富县，北抵鄂托克前旗，南达彬县的广大地区均为湖沼相沉积（图1–5–11）。

早二叠世下石盒子期，河流三角洲沉积达到高峰，四条河流以南北向灌入湖区，基本作平行排列，一般宽50～80公里，长200～300公里。岩性为中粗粒或含砾石英砂岩，由3～5个砂体组成，累计厚度30～50米，孔隙度一般为12%，渗透率10×10^{-3}～30×10^{-3}二次方微米。横山堡地区工业性气流产自此类砂岩之中。河道之间发育众多的河漫沼泽相，草木竟生，成为重要的成煤环境。

河流入湖处，大约在定边—靖边—延长一线形成众多的三角洲，构成扇裙。蒲城地区也有小型三角洲的发育。中部为东西展布的浅湖相沉积，成为沉积的中心（图1–5–12）。渭北为滨湖相沉积，煤层厚2～3米。

整个早二叠世以河流相沉积为主，但早期（山西期）河流初始，河间沼泽广布以成煤为主。晚期（下石盒子期）河流发育达到顶峰，主要形成储集层。同时气候由温湿向干热转化，植物减少，地层中可采煤不复存在，沉积物的颜色由蓝灰变为紫红。

晚二叠世上石盒子期，湖泊开始萎缩，河流退化只在盆地四周有局部的三角洲河流相沉积，乌海—吉兰泰一带还发育有水下冲积扇。其余广大地区主要发育滨浅湖相沉积（图1–5–13）。

晚二叠世石千峰期，三角洲—湖泊沉积体系进一步退化，盆地北部大约在吴忠—定边—安塞—蒲城以北被冲积平原相所占据。银川—天池一带尚有局部河流相存在，乌海地区有小面积间歇湖。盆地南部彬县—韩城地区有滨湖平原相出现。其余吴忠—华池—富县为代表的广大地区为间歇湖沉积区（图1–5–14）。

总之，晚二叠世形成了广阔的湖泊沉积，泥岩厚100～160米，面积约6万平方公里。早二叠世形成的河流三角洲沉积此时多被湖泊沉积覆盖，形成了区域性的盖层。

早二叠世晚期到晚二叠世沉积物由粗到细组成一个正旋回，也是地台上第二轮干旱气候。

下、中三叠统（刘家沟组—和尚沟组）下部以紫红色砾岩、砾状砂岩、灰紫色石英砂岩组成的水下冲积扇、河流三角洲相为主。向上变为桔红、棕红色砂质泥岩为主富含钙质结核的干旱湖泊沉积。形成一由粗到细的正旋回；中三叠统（纸坊组）下部为紫红、棕红色块状

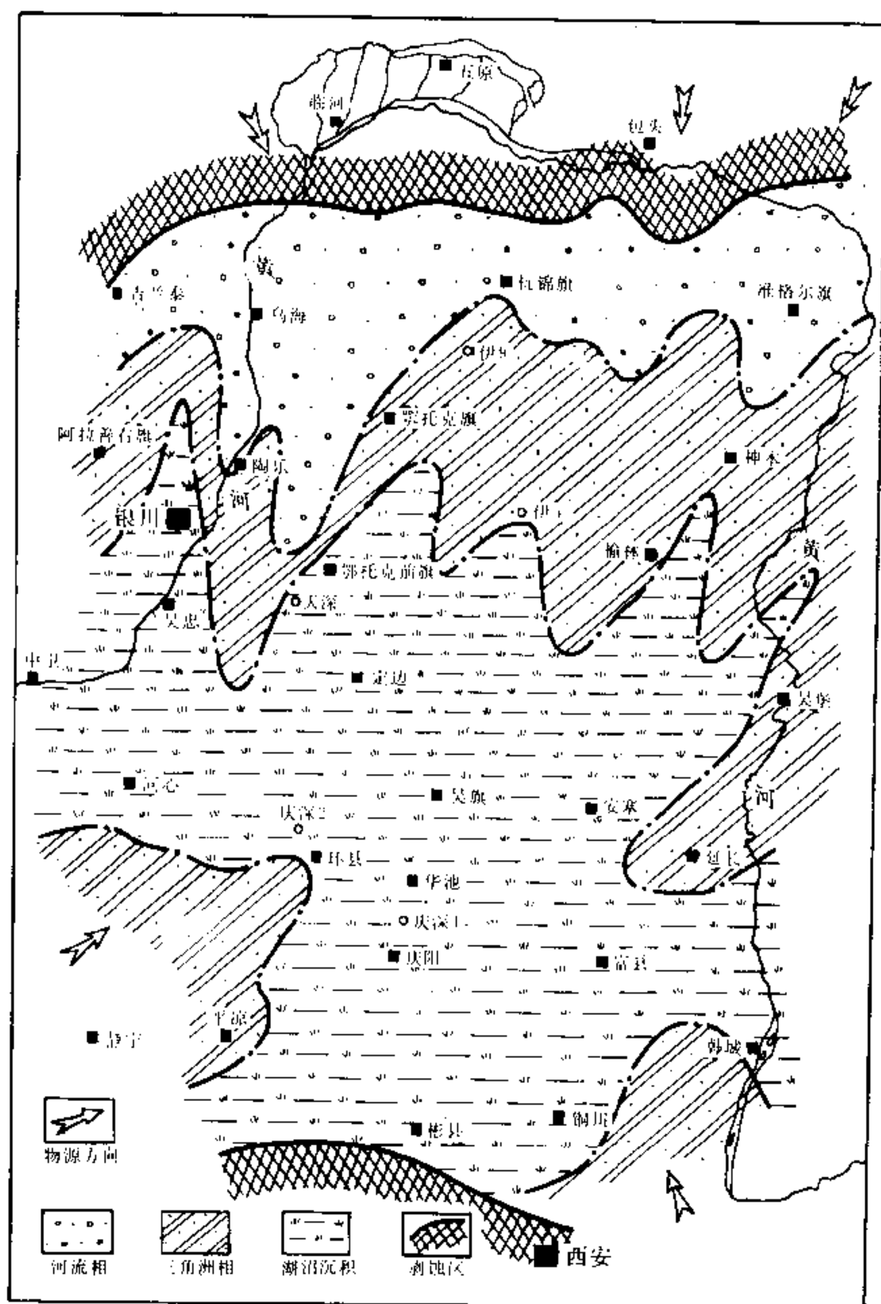


图 1-5-11　鄂尔多斯盆地早二叠世山西期沉积相图

图 1-5-12　鄂尔多斯盆地早二叠世下石盒子期沉积相图

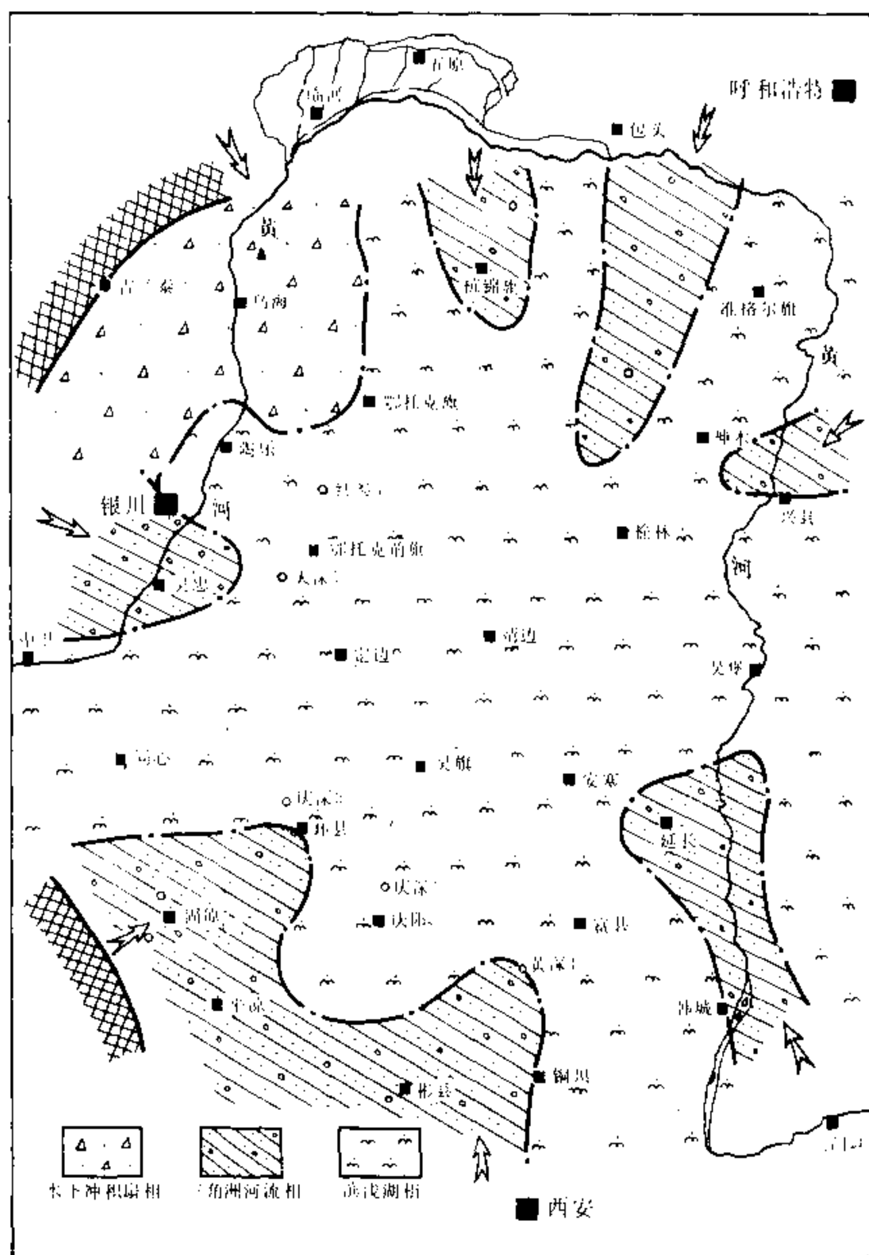


图 1-5-13　鄂尔多斯盆地晚二叠世上石盒子期沉积相图

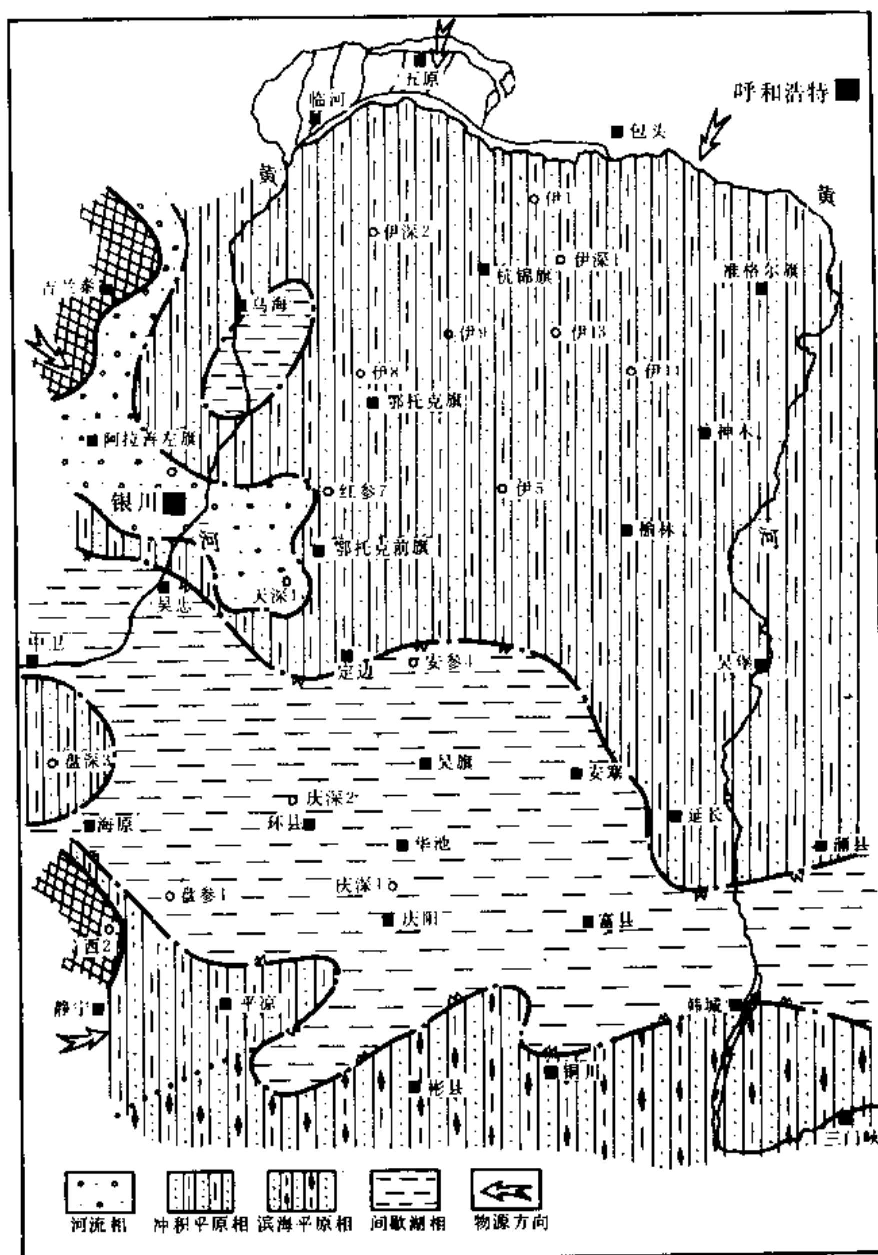


图1-5-14 鄂尔多斯盆地晚二叠世石千峰期沉积相图

砂岩，斜层理发育，以河流相沉积为主，向上渐变为灰绿、深灰色泥岩夹砂岩，有薄煤及泥灰岩，多处见有孔虫及大芦木化石，沉积相类型演变为湖沼相，为又一次粗—细的旋回。但这两次旋回不是简单的重复。中三叠世气候条件已由干旱向温湿转化，特别是在曹渠子—庆阳—铜川—麟游地区尤较明显，此区纸坊组暗色泥岩发育。

二、简要小结

从石炭纪到二叠纪，经历了一个由海陆过渡相到陆相的彻底转变，结束了地台海相沉积的历史，开始了陆相沉积。

从石炭纪到二叠纪沉积相带展布由东西差异为主变为南北差异为主，纬向构造运动的影响加强。

古气候经历了中晚石炭世的温暖潮湿，早二叠世的温热潮湿及晚二叠世的干热阶段。成为地台气候由潮湿变干旱的第二轮转变。

成煤环境经历了石炭纪的海湾泻湖、滨海沼泽及早二叠纪的河间沼泽，形成盆地内首次成煤成气的沉积层。

中晚石炭世及早二叠世早期沉积煤系地层形成气源岩，早二叠世晚期的河流三角洲沉积砂体可作储集层与晚二叠世的湖泊泥岩可为盖层，形成一个完整的石油天然气生、储、盖层组合。

在此地史阶段石炭系与二叠系为连续沉积，二叠系与下、中三叠统为假整合接触，仅在麟游好时河见到轻微不整合。可见整个沉积过程中仅有升降运动，地壳处于相对宁静的时期。

中石炭世的沉积，地台东西是分割的。早二叠世早期的沉积显现南北分带，虽处于同一湖泊，但沉积中心偏南。这种南北分带的特点一直延续至早、中三叠世。

第三节　晚三叠世—中侏罗世陆相沉积●

一、沉积相发育特点

上三叠统延长组是一套大型淡水内陆湖泊沉积，温湿气候再度出现，植物生长繁茂，形成了第二个成煤成油沉积层。

据近年的研究（刘绍龙，1984），上三叠统延长组的沉积，遍及整个华北陆台，鄂尔多斯盆地只是原始华北盆地的一部分。在鄂尔多斯盆地之内，盆地轴向呈北西—南东向，湖盆沉积中心在北纬 38° 线以南。相带分布略呈环带状，湖岸线北部在乌审旗—靖边—横山—子洲一带，岸上为冲积平原相及三角洲平原相，岸下沿湖岸线三角洲发育；西南缘湖岸线在石沟驿—平凉—永寿一带，沿湖岸线在石沟驿、环县、平凉发育近源近岸水下扇，与东北部的三角洲呈对称分布，盆地内部为湖相沉积，沿姬塬—华池—正宁一带为深湖相（图1-5-15）。

上三叠世淡水湖泊内，沉积了有生油能力的黑色泥岩，总厚约 300～400 米，分布面积约 9 万平方公里，成为盆地内中生代的主要生油层；湖盆边缘发育的三角洲前缘砂体、分流河道砂体及水下扇扇中扇端砂体，均成为主要的储集相带。已发现众多的油田及含油区块。延长末期湖盆衰退，沉积的沼泽相泥岩可形成区域性盖层，或在局部地区（如陕北子长瓦窑

●李克勤，1981，陕甘宁盆地上三叠统延长组长10～长1沉积相研究报告。

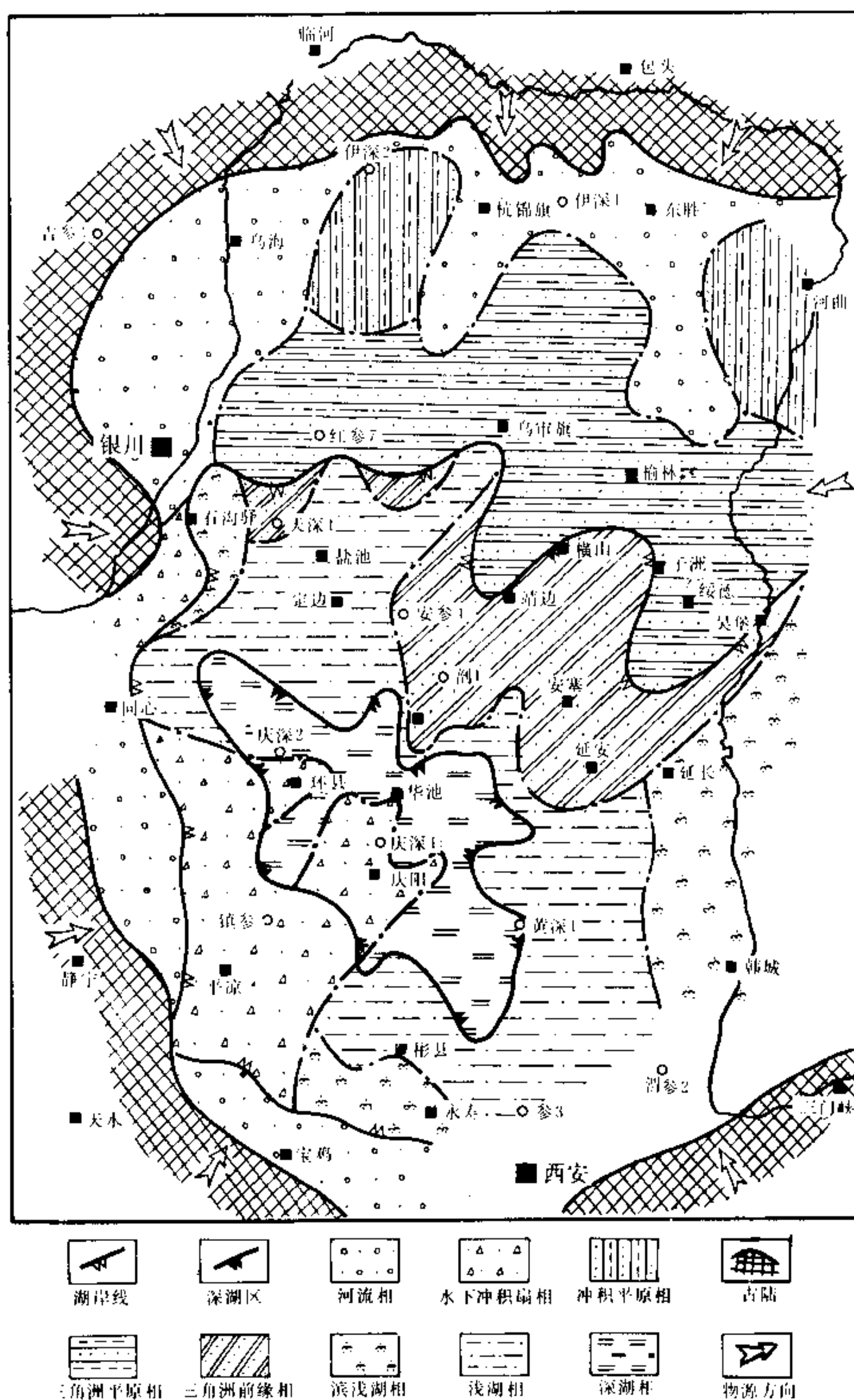


图 1-5-15 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长期沉积相图

堡地区）形成可采煤层。可见延长期已显现出盆地进入第三轮温湿气候。

印支运动末期，盆地全面抬升。由于河流的下切，造成高地、残丘、谷地、平原等地貌。在此背景上开始沉积了下侏罗统，它是一种充填式沉积类型，谷地充填粗碎屑河流相，两侧阶状平原和残丘分布河漫滩相❶。延安组富县组都属这种充填式沉积，高地残丘上往往未沉积。到延9、延8沉积时气候温暖潮湿，雨量充沛，水体扩大，形成一套湖泊三角洲相为主的沉积，到延6以上逐渐变为沼泽相，最后结束早侏罗世的沉积。

早侏罗世，在鄂尔多斯盆地内基本上是一个比较完整的湖盆，盆地周缘沿剥蚀区前缘发育河流沼泽相。继之向盆内靠近发育湖沼相及滨浅湖相，湖盆中心位于延安，发育小范围的浅湖相（图1—5—16）。在盆地边缘中卫、宝鸡附近还有小面积的洪积相。

中侏罗统直罗、安定组为连续沉积的一套地层。下部直罗组为半干旱气候的河流相沉积，岩性为中—粗粒长石砂岩，底部含砾，向上逐渐变细，砂层减少，泥岩增多，由灰白色、蓝灰色渐转为棕红色，至安定组沉积时，以干旱湖泊相泥岩为主，最后以泥灰岩相结束其沉积，由直罗组到安定组自成一由粗到细的正旋回。

中侏罗世沉积相的平面变化，与早侏罗世近似，相带分布具环带状特点，盆地西部沿物源区边缘发育洪积—河流相，北、东、南三面以河流相为主，构成环状粗相带。沿此相带内侧发育滨浅湖相，局部发育三角洲相。外侧局部地区如乌审旗出现冲积平原相。湖盆的中心在定边、华池一带，发育浅湖相沉积（图1—5—17）。

中侏罗统安定组沉积以后，发生了剧烈的燕山运动，从而形成鄂尔多斯盆地的构造格局。盆地西缘及东部边缘表现为褶皱上升，西缘并伴有火成岩活动。造成了下白垩统与下伏地层间的角度不整合，而盆地中部则仅为升降运动，表现为假整合接触。

二、简要小结

盆地第三套沉积盖层从温湿气候的晚三叠世湖泊沉积开始，早侏罗世河流湖沼相达到高潮，至中侏罗世以干旱湖沼相结束。晚三叠世湖泊相主要发育生油岩，早侏罗世河流相主要发育储集岩，而中侏罗世的干旱湖泥岩是主要的盖层。从而形成了一个完整的生储盖组合。

此一地史阶段，出现了盆内第三轮温湿到干旱气候的变化，初期盆地下沉，水汇出现，在温湿条件下生物丰茂而广布，在晚三叠世晚期及早侏罗世沉积了局部的煤层。而后气候渐向干旱转化，出现了中侏罗世的干旱湖泊。

晚三叠世—中侏罗世的沉积相演化，与晚古生代有许多相似的地方，主要反映在：

——同样早期沉积了成油成气成煤地层，中期沉积了河流三角洲油气储集层，晚期沉积了干旱湖泊相的盖油气层。

——同样具有由潮湿到干旱气候的演化过程。

——相同地带分布有相似的沉积相带，如成油成煤沉积相分布在盆地偏南部位，储集相带主要分布于伊盟隆起南坡。

沉积中心的转移呈有规律的交替。如晚三叠世沉积中心处于盆地西部，早侏罗世处于盆地东部，中侏罗世直罗期又处于盆地西部，安定期又处于盆地东部。

在此地史时期经历了一次主要的构造运动，即燕山构造幕。燕山运动Ⅰ幕在盆地内主要表现为升降运动，形成早、中侏罗世之间的假整合。Ⅱ幕是盆地边缘主要的构造形成期，Ⅲ幕是盆地内地层变形定型的时期。

❶宋国初等，1978，陕甘宁盆地侏罗系沉积相研究报告。

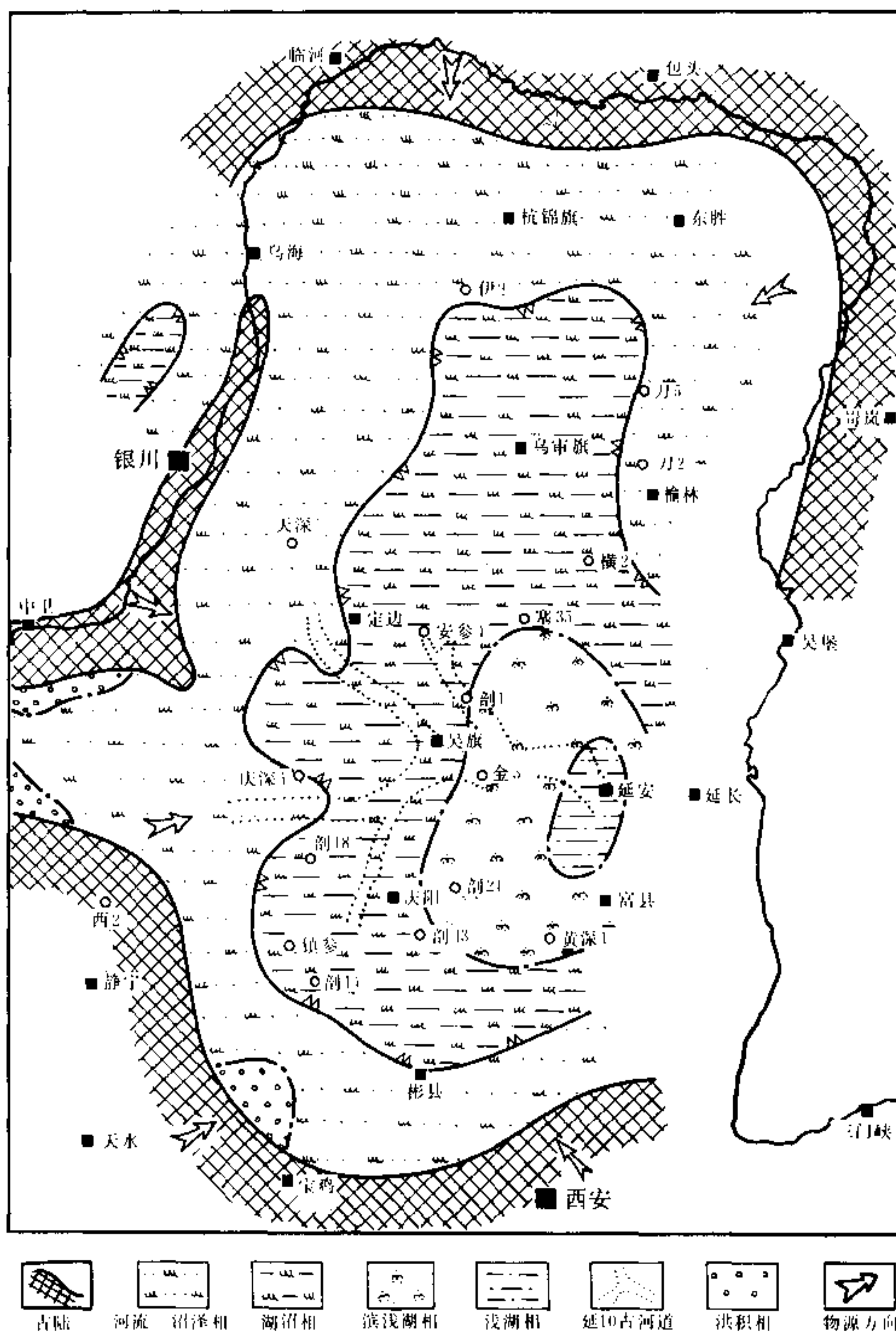


图 1-5-16　鄂尔多斯盆地早侏罗世沉积相图

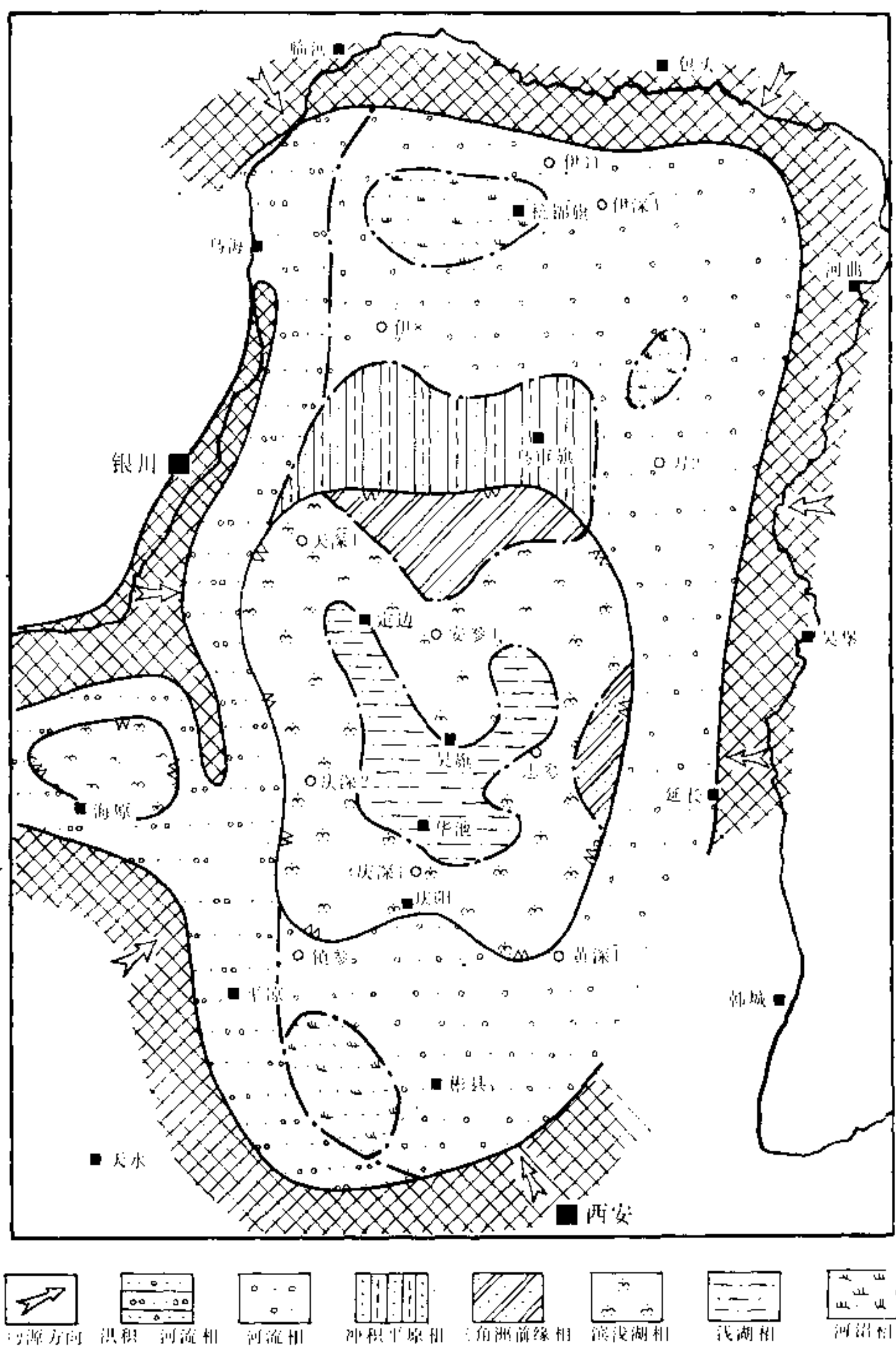


图1-5-17　鄂尔多斯盆地中侏罗世沉积相图

图 1-5-18　鄂尔多斯盆地早白垩世沉积相图

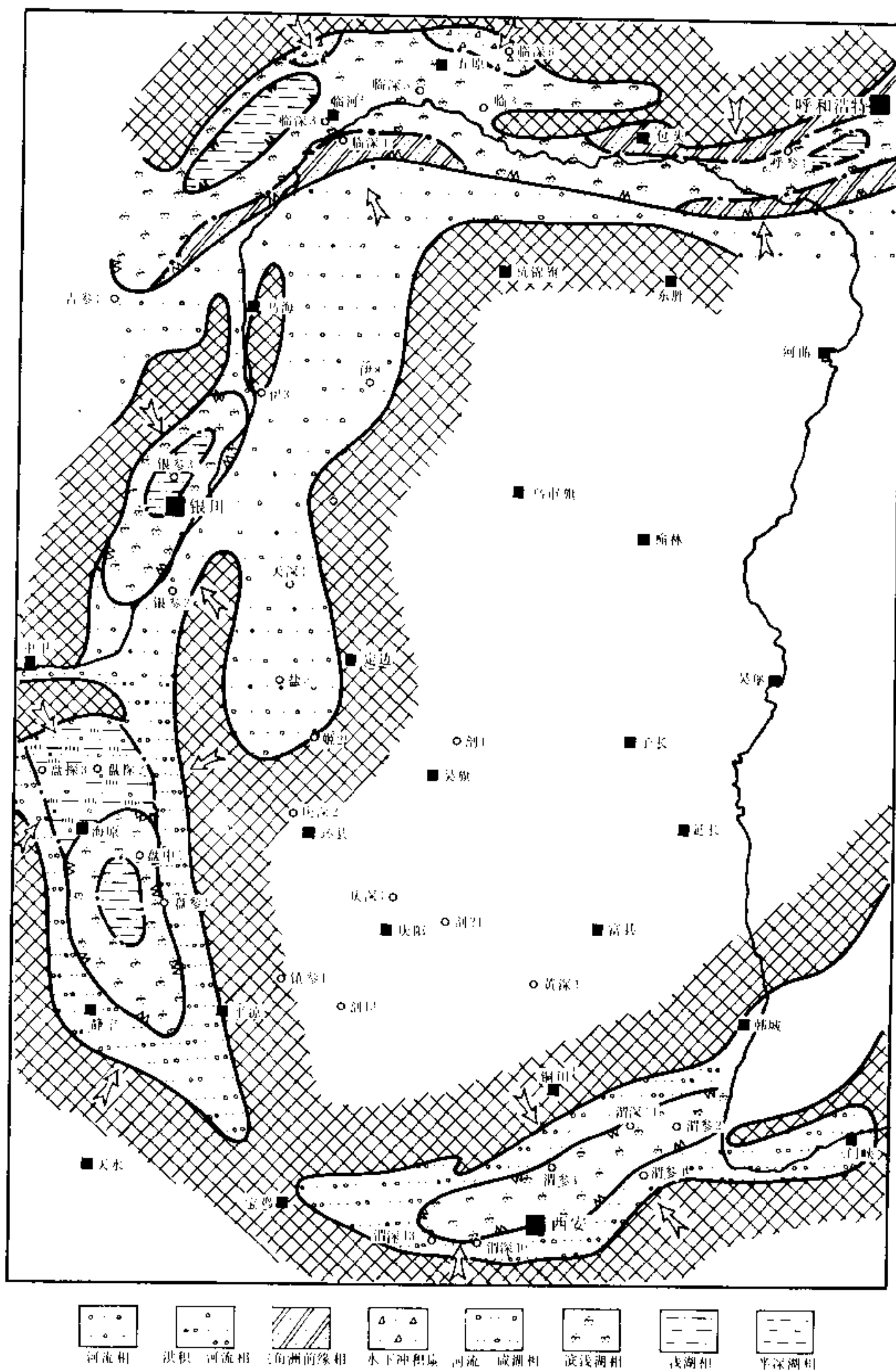


图 1—5—19　鄂尔多斯盆地早第三纪渐新世沉积相图

第四节　白垩纪—新生代沉积[1]

一、沉积相发育特点

盆地内的第四个沉积盖层是早白垩纪、第三纪第四纪的洪积、坡积、河流三角洲及局部咸水湖、干旱湖泊相沉积。

燕山运动使盆地东缘上升成山，南缘和西缘也再度上升，形成四周升起、封闭统一的盆地。在盆地周缘剥蚀加剧的条件下，盆地内形成两个大沉积旋回：一是从宜君砾岩的洪积相，洛河砂岩的河流三角洲相（部分为戈壁沉积）演变为华池—环河层的浅水湖相；二是从罗汉洞层的河流相演化为泾川层的泥灰岩湖相。

平面上沉积相的变化规律性强，由盆地边缘的洪积相、洪积—河流相砾岩向盆内渐变为河流相及滨浅湖相，沉积中心在环县南北相带的环状分布特征明显。盆地东缓西陡，西缘下沉较深，各层均为洪积相砾岩堆积厚度较大（图1–5–18）。此时，沉积中心由中侏罗世的华池—吴旗一带，又向西移至定边—环县。

整个白垩世的气候条件，因有棕红色砂、泥岩及石膏层的出现似为干旱，但因有鱼类、介形虫及黄铁矿的出现，也应有短暂的温湿气候出现。

新生代早第三纪的古新世、始新世、盆地内未接受沉积。

渐新世，在鄂尔多斯盆地内部，于天环坳陷北段有局部沉积。下部是一套灰绿、灰黑、棕红色泥岩和砂质泥岩夹石膏的盐湖沉积，上部渐变为黄棕、浅红色厚层中细粒砂岩与棕红色砂质泥岩、泥岩的河流相沉积。

沉积相在平面上的变化较简单，总体以河流相沉积为主，仅分布于天环坳陷北部，鄂尔多斯盆地广大地域之内没有沉积。外围河套、银川、六盘山盆地虽均有渐新统分布，但各成体系，有独立的沉积中心（图1–5–19）。

渐新世沉积后，受喜马拉雅运动Ⅰ幕的影响，盆地全面上升为陆，遭受侵蚀，在此基础上沉积了晚第三纪的上新世三趾马红土层。

二、简要小结

第四套沉积盖层形成时，盆地处于衰退、消亡阶段，沉积范围逐渐缩小、第三、第四系分布零星。

与早、中侏罗世对比，沉积中心进一步向西偏移，由定边—环县移至天池—盐池。

发生了盆地第四轮由温湿到干旱的气候变化。

此地史阶段内发生了燕山运动Ⅲ幕及喜马拉雅运动，使盆地内的构造得到加强和定型。

---

[1] 何培栋，1985，陕甘宁盆地新生界沉积相分析。

第六章 油 气 生 成

鄂尔多斯盆地内共发育有中元古界及下古生界海相、上古生界海陆过渡相及中生界湖相等三套生油气岩（表1−6−1）。

表1−6−1 鄂尔多斯盆地油气源岩划分表

源岩层划分	层位		沉积相类型	序号
中元古界及下古生界海相碳酸盐岩	中元古界蓟县系		开阔台地白云岩藻白云岩相	1
	下古生界	中寒武统张夏组	盆地边缘石灰岩、页岩相	2
		下奥陶统马家沟组	开阔海及局限海石灰岩相	3
		中奥陶统平凉组	深水盆地砂页岩相	4
上古生界海陆过渡相碎屑岩	上古生界	中石炭统羊虎沟组	海湾泻湖相	5
		上石炭统太原组	滨海沼泽相	6
		下二叠统山西组	内陆河间沼泽相	7
中生界湖沼碎屑岩	中生界	上三叠统延长组	内陆湖泊相	8
		下侏罗统延安组	内陆湖沼相	9

第一节 中上元古界及下古生界海相烃源岩[●]

一、生油气指标

1.有机质丰度

盆地内中元古界、下古生界碳酸盐岩中的有机碳含量一般为0.11～0.26%（表1−6−2），氯仿沥青“A”0.0098～0.0143%，烃含量37.18～100.98ppm。这些数值与我国华北及南方下古生界有机质丰度大体相近。在剖面上以海侵范围最大的中寒武统张夏组、下奥陶统上部马家沟组、中奥陶统平凉组有机质丰度指标较高。在平面上以西缘及南缘地台边缘坳陷区指标最高。

2.有机质类型

根据生物群组成、干酪根组分鉴定、饱和烃／芳香烃比值、红外光谱资料综合判定，有机质类型以腐泥型为主，亦有大量过渡型。

3.有机质成熟度

●张吉森等，1983，陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价总结报告。

综合干酪根镜质体反射率、H／C原子比、有机差热后峰温度以及氯仿沥青／有机碳比值等各项指标，可将本区的有机质演化分为低、中、高三种类型。西缘一般属低演化区，镜质体反射率为0.5～1.3%，处于成熟—高成熟原油（湿气及凝析油）阶段。中部演化中等，镜质体反射率为1.3～1.8%；南缘演化程度高，镜质体反射率大于1.8%；均处于过成熟的湿气—干气阶段（表1-6-2）。

表1-6-2 鄂尔多斯盆地下古生界与蓟县系主要生油层有机质丰度及成熟度表

类别 层位	有机碳含量(%)		有机质成熟度(R_o%)	
	范围值	平均值／样品数	范围值	平均值／样品数
O_3	0.04～0.29	0.17／6	1.513～1.85	1.68／2
O_2	0.05～1.41	0.26／34	0.53～2.01	1.06／11
O_{1m}	0.05～0.99	0.17／46	0.63～3.11	1.28／25
C_3	0.05～0.18	0.09／14		0.64／1
$€_2$	0.06～0.32	0.13／22	1.44～2.04	1.74／2
$€_1$	0.03～0.29	0.16／10	1.07～2.04	1.59／3
P_tJ_x	0.05～0.19	0.11／6		1.07／1

二、有机质成熟期

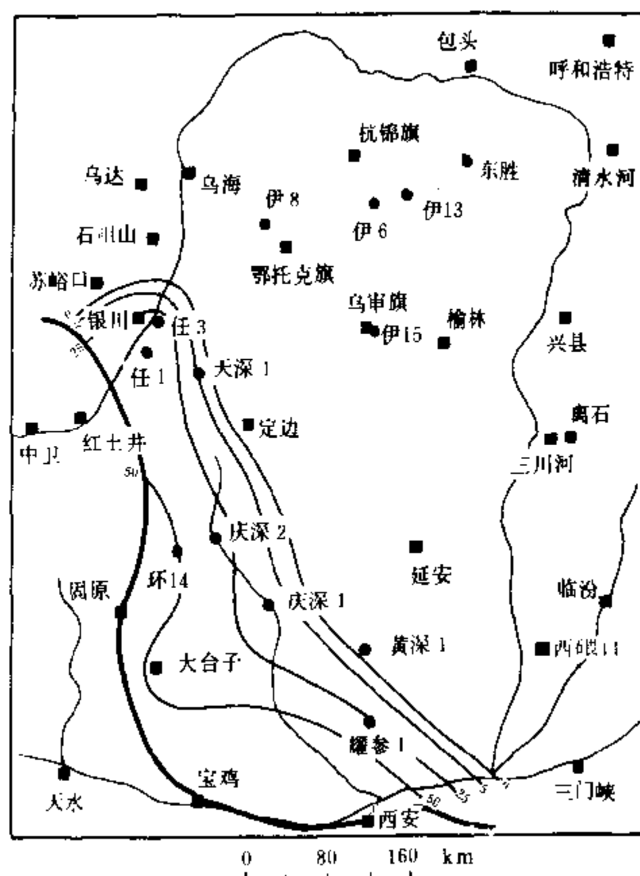
用J.康南关系式计算各主要生油层有机质成熟期，如表1-6-3。中元古界蓟县系生气（油）岩，在盆地西部成熟于中奥陶世中期，在盆地南部成熟于早奥陶世晚期。中寒武统张夏组生气（油）岩，在盆地西部成熟于中石炭世，在盆地南部成熟于早二叠世。下古生代最主要的生气（油）岩，下奥陶统马家沟组，在盆地西部成熟于二、三叠纪之间，在盆地南部成熟于中三叠世。

表1-6-3 鄂尔多斯盆地中元古界及下古生界有机质成熟期

层位	经历时间(Ma)	生油起始点温度(℃)	生油门限深度(m)	有机质成熟期	
				西部	南部
中奥陶统平凉组	460	56.01	1867	中三叠世早期	晚二叠世早期
下奥陶统马家沟组	480	55.35	1845	二叠三叠纪之间	中三叠世
中寒武统张夏组	530	53.82	1794	中石炭世	早二叠世
中元古界蓟县系	1000	44.33	1478	中奥陶世中期	早奥陶世晚期

三、有利生油区及生气量

根据恢复沥青法计算，中上元古界总排烃量为330亿吨，下古生界总排烃量为826亿吨（表1-6-4），主要生烃区位于盆地西部及南部边缘。



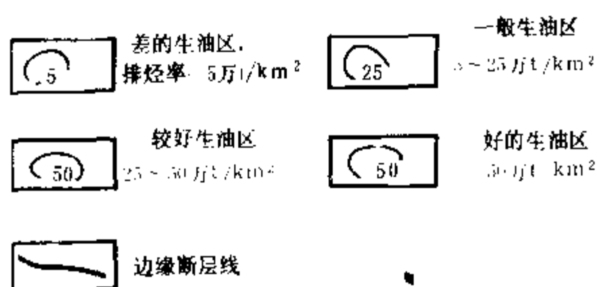


图1-6-1 鄂尔多斯盆地蓟县系生油层评价图

中元古界蓟县系生油气层，主要分布于盆地的西南部，单位面积排烃率由庆阳向平凉方向逐渐增大，由每平方公里5万吨上升到50万吨。蓟县系好生油区排烃量占总排烃量的48.5%（图1-6-1）。

下古生界中寒武统生油气层主要分布于盆地的西南部，但分布面积较蓟县系广泛，西从石咀山起经银川至陇县，南部到耀参1井一带。单位面积排烃率由盆地中部向西、南由每平方公里5万吨渐增至25万吨。盆地内部于清水河、临汾两处有小范围较差生油气区（图1-6-2）。

下古生界下奥陶统马家沟组生油岩的分布范围遍及鄂尔多斯盆地，但单位面积排烃率较高的地区仍在盆地的西、南部。如西部石咀山到大深1井一带，单位面积排烃率高达每平方公里50万吨。南部耀参1井地区亦然。特别是兴县地区属较好的生油气区，单位面积排烃率每平方公里25万吨（图1-6-3）。下奥陶统好生油区排烃量占总排烃量的49.2%。

下古生界中奥陶统平凉组生油岩的分布仅限于盆地的西缘，即乌达—石咀山—环县—耀参1井一带。单位面积排烃率由盆地中部向西、向南增高达每平方公里50万吨。中奥陶统好生油区排烃量占总排烃量的46%（图1-6-4）。

表1-6-4 鄂尔多斯盆地中元古界及下古生界生烃量测算表

层位	总排烃量(10^4t)	好的生油区排烃量(10^4t)	较好生油区排烃量(10^4t)	一般生油区排烃量(10^4t)	差生油层排烃量(10^4t)
中奥陶统平凉组	1755900	812150	588670	315600	39480
下奥陶统马家沟组	4870280	2402900	1223790	1014390	229200
中寒武统张夏组	1631210		1111930	430540	88740
中元古界蓟县系	3288870	1595850	1356860	319810	16350

第二节　上古生界煤系烃源岩[●]

一、有机质丰度

1.煤层的有机质丰度

煤层中有机质高度富集，其丰度相当同层位泥岩的几十倍。经分析盆地内的煤为低—中灰分煤，氯仿沥青和烃的总量较高（表1-6-5），但反映在单位重量有机碳中的沥青、烃量，即烃／有机碳（0.37～0.47%）、氯仿沥青"A"／有机碳值极低，仅相当同层泥岩的1／4。这一特点相当于一般腐植煤。

2.暗色泥岩的有机质丰度

上古生界各层暗色泥岩的有机质丰度见表1-6-6。可看出其有机质丰度作为生油岩来说是足够高的，与典型的煤成气盆地——西西伯利亚相比并不逊色（该区平均有机碳含量1.31%）。但以生油岩标准衡量，可溶有机质沥青"A"、烃含量、烃／有机碳值偏低，具有明显的腐植型特点。其中海陆交替沉积的中上石炭统优于陆相沉积的下二叠统。

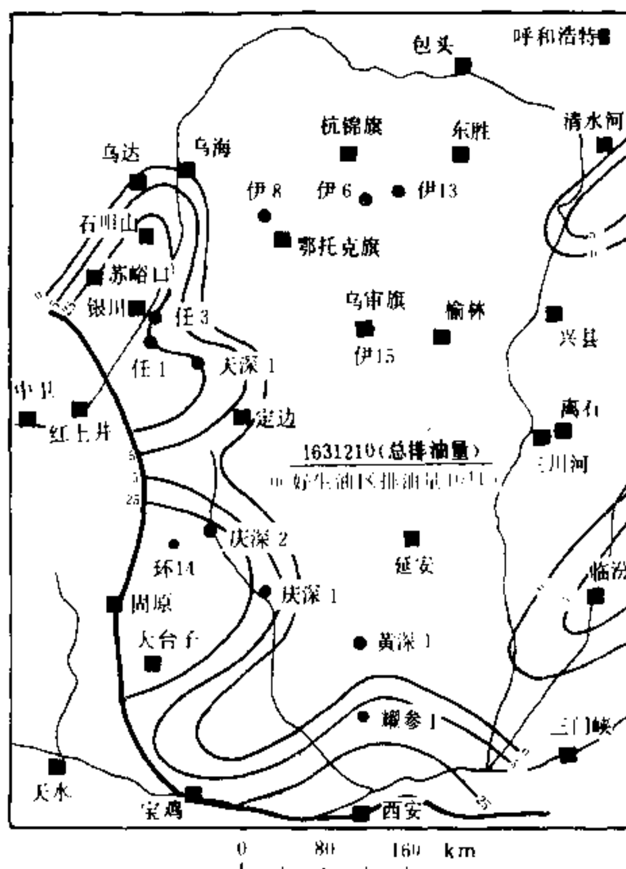


图1-6-2　鄂尔多斯盆地中寒武统张夏组生油岩评价图

图例同图1-6-1

表1-6-5　上古生界煤层有机质丰度表

层　　位	P_1s	C_3	C_2
氯仿沥青"A"，%	0.8204	1.2505	1.2847
烃，ppm	2853	3607	3988
烃／有机碳，%	0.37	0.47	0.47
计算有机碳，%	65.2	62.9	72.5

●王少昌等,1985,陕甘宁盆地上古生界煤成气藏形成条件及勘探方向。

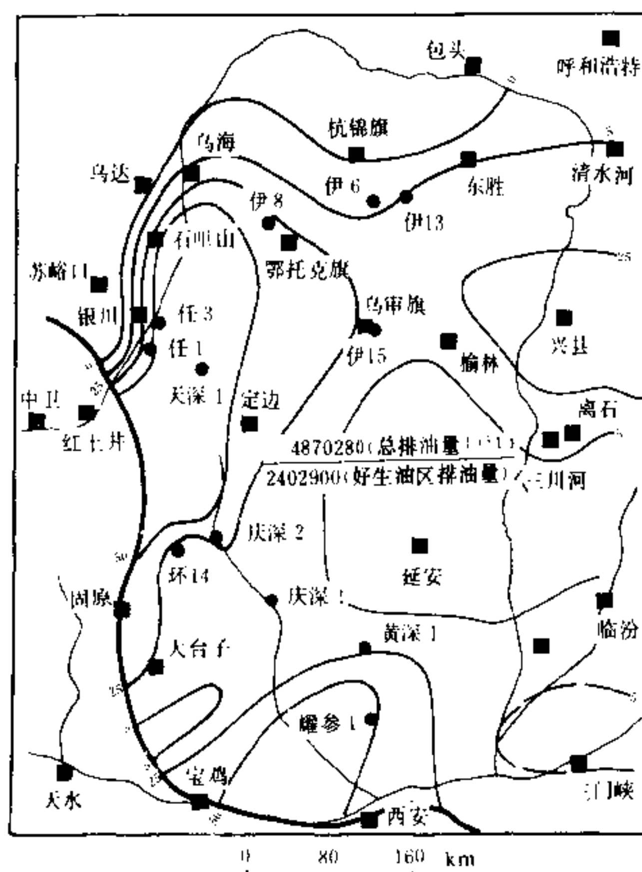


图 1-6-3 鄂尔多斯盆地下奥陶统马家沟组生油岩评价图

图例同图 1-6-1

二、有机质性质

1.煤和泥岩干酪根的化学性质

全盆地上古生界的煤和干酪根绝大多数属腐植型，仅山西蒲县烛煤例外，相当混合型。根据元素分析 H／C 一般小于 0.8（表 1-6-7），个别大于 0.8 的样品从图上看仍属于腐植型。利用红外光谱分析的煤和干酪根平均结构中脂链对芳核比值($2920cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$)均小于 1。热解分析提供的能够转化成烃的碳和总碳之比均小于混合型母质边界值 21.5%。成烃模拟甲烷转化率为 10.6～12.6%,生成量为 149～176 米^3／吨原煤，都分别低于Ⅰ、Ⅱ型干酪根的计算边界值（表 1-6-8）。

2.残留沥青的性质

残余沥青分析结果显示出缺少足够的氧元素饱和长链烷烃及脂链脂环结构，富芳核结构、富氧等杂元素。族组成中富沥青质、非烃，残留沥青外观是固体碎片，与原油、生油岩所含沥青区别较大。这都说明煤和腐植型泥岩不可能成为产液态烃的母质。但中石炭统泥岩的总烃偏高，性质略好。

表 1-6-6 上古生界泥岩有机质丰度表

地 层	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	烃含量 (ppm)	烃／有机碳 (%)
下二叠统山西组(P_1s)	1.37	0.0378	136.1	0.94
上石炭统太原组(C_3t)	2.05	0.0964	353.9	1.64
中石炭统本溪组(C_2b)	2.07	0.0738	381.9	1.65

三、烃源岩热变过程❶

选择主要含煤地层——中上石炭统及下二叠统山西组气源岩为目的层，山西组顶面为标志层，研究各地史阶段煤系气源岩的热变过程。

晚二叠世，石千峰组沉积前，盆地面貌近似一南北向的马鞍形，南北上隆，东西下陷，中部为一平台。北部和南部隆起区标志层埋深小于250米。东部和西部凹陷区标志层埋深为300～500米。龙门地区为局部凹陷，标志层顶面埋深300～400米。

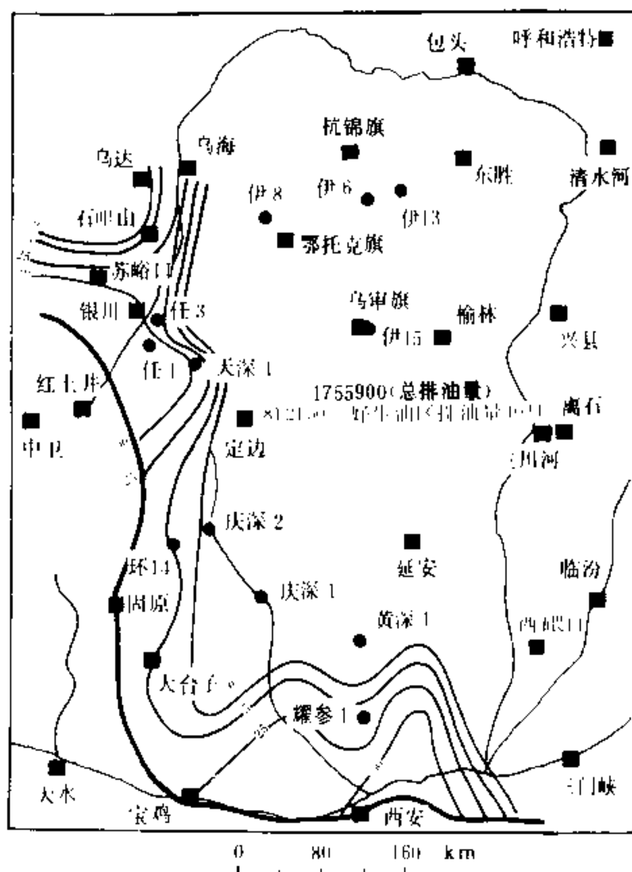


图 1-6-4 鄂尔多斯盆地中奥陶统平凉组生油岩评价图

早三叠世，和尚沟组沉积前，盆地内区域构造形成隆坳相间格局。北部千里山至东胜为坳陷区，埋深大于900米。鄂托克旗至榆林一带为东西—北东向隆起，埋深小于700米。盆地中部定边—吴堡一带为向南缓倾的斜坡。华池、富县—蒲县一带为东西延展的坳陷，埋深为900～1000米。彬县、铜川一线则又为隆起区，埋深为500～700米。原处于隆起部位的陇县、麟游及其以东地区，此时亦变为坳陷区，埋深大于800米。盆地东缘构造线转为南北向，为东深西浅的斜坡。盆地西缘除石板沟附近受东西向坳陷影响沉积较厚外，余皆形成近南北向的隆起带。各地煤系此时均处于褐煤阶（图1-6-5）。

中二叠世，纸坊组沉积后，盆地北部为高差不大的平台，其东西两侧皆为斜坡。天池—临县一带标志层埋深较小，形成东西向的隆起带。南部为一向南凸出的浅坳，其东段埋深较大，至韩城，蒲县一带埋深达1600～1800米。平凉—铜川一线为隆起区，埋深不足1000米。煤系在南部浅坳的东段达到气煤阶，北部平台区为褐煤，其余各地均属长焰煤（图1-6-6）。

晚三叠世，延长组长7沉积前，汝箕沟、石沟驿、安口窑三个凹陷形成西缘坳陷带，目的层埋深达2200～3200米，凹陷之间的隆起区埋深1600～1800米。盆地北部为向南倾斜的斜坡。南部庆阳、环县、吴旗之间为起伏不平的平台。延安、铜川一线以东为向东开口的浅凹，埋深大于2000米。煤系地层除鄂托克旗—杭锦旗及天池附近因埋藏浅，处于褐煤阶段，南部浅凹区达到气煤阶段，余为长焰煤阶段（图1-6-7）。

早侏罗世早期（延9沉积后），盆地西部隆坳相间的雁列式格局更加明显，深坳陷中目的层埋深已大于4000米，而隆起区则小于2000米，北部伊2、伊13井、五1井目的层埋

❶费安琦，1985，陕甘宁盆地上古生界构造研究专题报告。

深不足 1600 米，向南逐渐变深，南部浅坳在石楼—安塞—华池—铜川—韩城一带，埋深 2600～3000 米。本区气源岩在黄陵—河津地区已演化到焦煤阶段，余为肥煤阶段，吴堡—定边—环县—彬县范围内及盆地西部银川—平凉地区为气煤阶段，余为长焰煤阶段。开始了本区初具规模的产气阶段（图 1–6–8）。

表 1–6–7　上古生界煤、泥岩干酪根化学性质对比表

地区	层位	岩性	元素分析		红外分析	
			H／C	O／C	2920cm^{-1}／1600cm^{-1}	1700cm^{-1}／1600cm^{-1}
鄂尔多斯	P_1s	煤	$\frac{0.57\sim0.81}{0.70}$14 ①	$\frac{0.02\sim0.08}{0.06}$14	$\frac{0.19\sim0.87}{0.54}$36	0.09
	C_3		$\frac{0.57\sim0.83}{0.71}$15	$\frac{0.02\sim0.11}{0.05}$15		
	C_2		$\frac{0.68\sim0.70}{0.69}$2	$\frac{0.04}{0.04}$2		
	P_1s	泥岩干酪根	$\frac{0.51\sim0.65}{0.59}$5	$\frac{0.05\sim0.11}{0.08}$5	$\frac{0.13\sim0.74}{0.42}$16	0.11
	C_3		$\frac{0.36\sim0.92}{0.58}$25	$\frac{0.03\sim0.26}{0.07}$25		
	C_2		$\frac{0.59\sim0.75}{0.67}$5	$\frac{0.05\sim0.19}{0.09}$5		
	P_1s	烛藻煤	$\frac{0.97\sim1.28}{1.09}$3	$\frac{0.03\sim0.06}{0.04}$3	1.87	
	J_1y	煤	$\frac{0.69\sim0.86}{0.79}$3	$\frac{0.10\sim0.14}{0.12}$3	$\frac{0.13\sim0.63}{0.44}$3	
云南柯渡	第三系	煤	1.28	0.18	0.66	
沈北蒲河	第三系	煤	1.09	0.20	0.36	

① $\frac{\text{低值—高值}}{\text{平均值}}$样品数。

早侏罗世末（安定组沉积前），盆地构造格局无大变化，南部浅坳陷由向东开口转为封闭。目的层顶面埋深多大于 3000 米，以富县为中心呈环带状，气源岩已经演变为贫煤—瘦煤—焦煤—肥煤—气煤—长焰煤。盆地西缘银川—平凉地区为肥煤阶段。盆地南部（长城以南）进入焦煤、瘦煤及贫煤阶段，大量生成天然气（图 1–6–9）。

表 1-6-8 上古生界煤、泥岩干酪根化学性质表

地区	层位	岩性	显微组分（%）				CP／COT（%）（$R_0<1\%$）	最终产烃率（低阶）	
			镜质组	丝质组	角质组	无定形		CH_4 转化率（%）	CH_4 生成量（m^3/t 原煤）
鄂尔多斯	P_1s	煤	$\frac{43.8\sim90.2}{71.4}13$①	$\frac{6.3\sim54.8}{24.0}$	$\frac{0\sim12.3}{4.6}$	—	$\frac{7.6\sim14}{10.7}8$	12.6	176
	C_3	煤	$\frac{21.2\sim98.8}{64.2}$	$\frac{1.3\sim63.7}{32.1}$	$\frac{0\sim15.1}{3.7}$	—	$\frac{6.8\sim18.6}{12.1}15$	10.6	149
	C_2	煤	$\frac{72\sim93.3}{82.7}$	$\frac{6.7\sim25.2}{16.0}$	$\frac{0\sim2.8}{1.4}$	—	$\frac{—}{15.4}1$		
	P_1s	泥岩干酪根	$\frac{8\sim47}{20.5}8$	$\frac{51.8\sim87.0}{72.0}$	$\frac{1\sim20.3}{7.4}$	$\frac{0\sim1}{0}$	$\frac{2.2\sim8.9}{4.5}6$	12.2	170
	C_3	泥岩干酪根	$\frac{8.3\sim82.0}{38.0}25$	$\frac{15.3\sim89.3}{53.3}$	$\frac{0.3\sim34.5}{8.4}$	$\frac{0\sim1.8}{0.3}$	$\frac{2.3\sim11.1}{7.2}18$		
	C_2	泥岩干酪根	$\frac{12.3\sim47.8}{24.5}$	$\frac{12.3\sim59.3}{44.0}$	$\frac{0.3\sim39.5}{18.2}$	$\frac{0\sim30.8}{7.1}$	$\frac{2.6\sim12.1}{7.6}8$		
	P_1s	烛煤	0.01～54.5	0～17.4	27.2～98			23.7（角质组）	330.8（角质组）
	J_1y	煤	45～95	5～55	0～7	—	$\frac{—}{9.6}1$	7.8	109
云南柯渡	第三系	煤	72.5	10.2	17.3	—	13.5	15.2	212
沈北蒲河	第三系	煤						11.6	162

① $\frac{最小值\sim最大值}{平均质}$样品数。

下白垩统沉积后，盆地内构造线转为南北向，成为东高西低的箕状盆地，目的层埋深东浅西深，在东部晋西地区为600～800米，向西至榆林—延安一带增为2800米，至定边—镇原达4000米。伊8井—红参7井—天深1井—镇原一线为南北向的深坳陷，由于盆地西缘断裂强烈逆冲，使以前的西部深坳陷转化为隆起区。此时煤系地层在庆深1井—黄深1井—红3井之间达到无烟煤阶段。楼1井—古1井—吴旗—彬县为贫煤区，红参7—庆深2—镇参井南北一线与定边—安塞一带组成的丁字形地区为瘦煤区。伊8—伊6—靖边—榆林之间为焦煤分布区，由杭锦旗—吴堡一带往东依次为肥煤、气煤及长焰煤。晋西紫金山，因岩浆活动使煤系地层热变程度提高。西缘冲断带上盘因冲断抬升及地温梯度低，煤系地层热变程度低，处于肥煤、气煤阶段。但断层下盘因埋深加大及动力变质的影响热变程度可能提高。总之，这一时期全盆地进入大规模生气阶段（图1-6-10）。

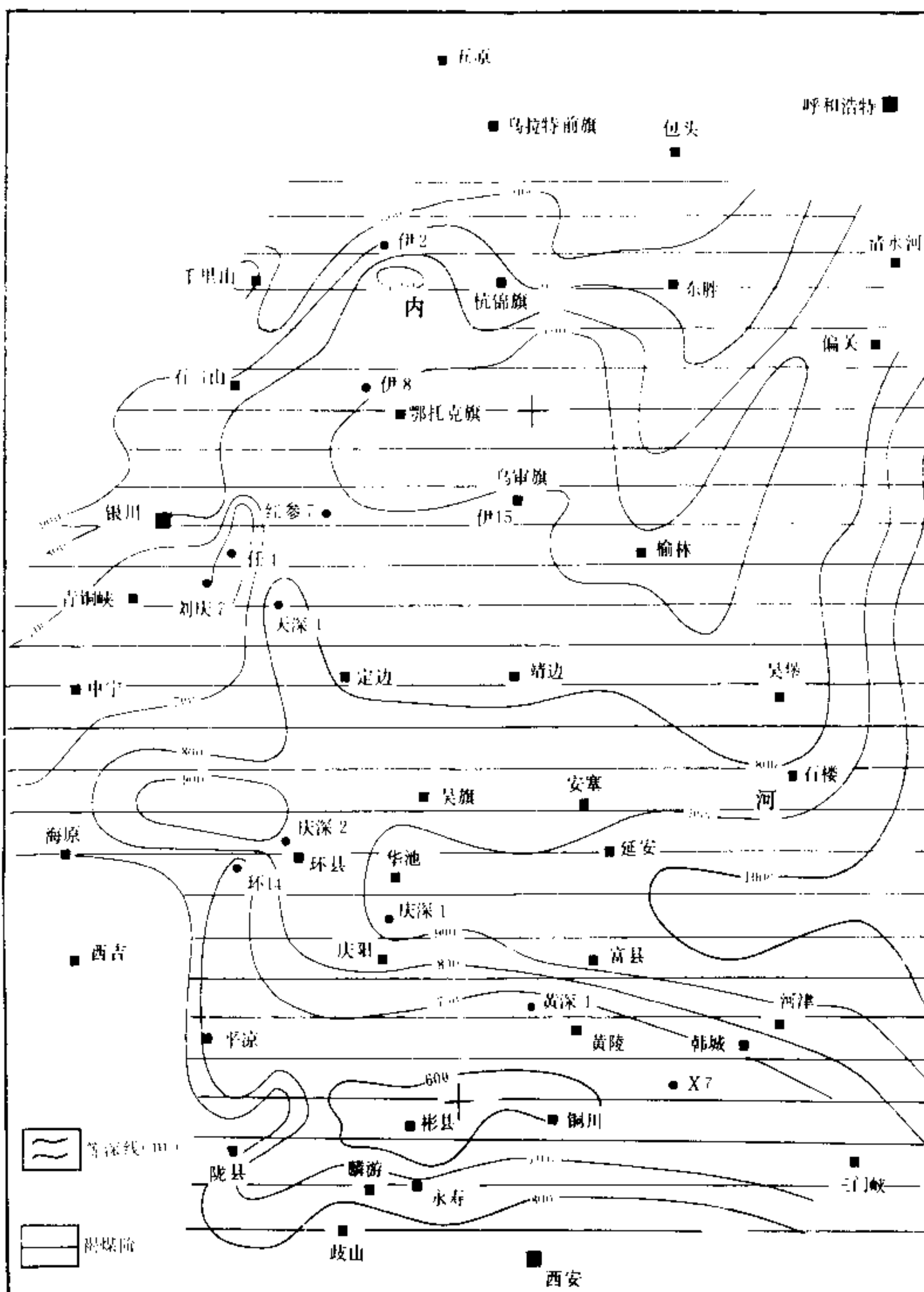


图 1-6-5 鄂尔多斯盆地和尚沟组沉积前山西组顶面埋深及煤阶演化图

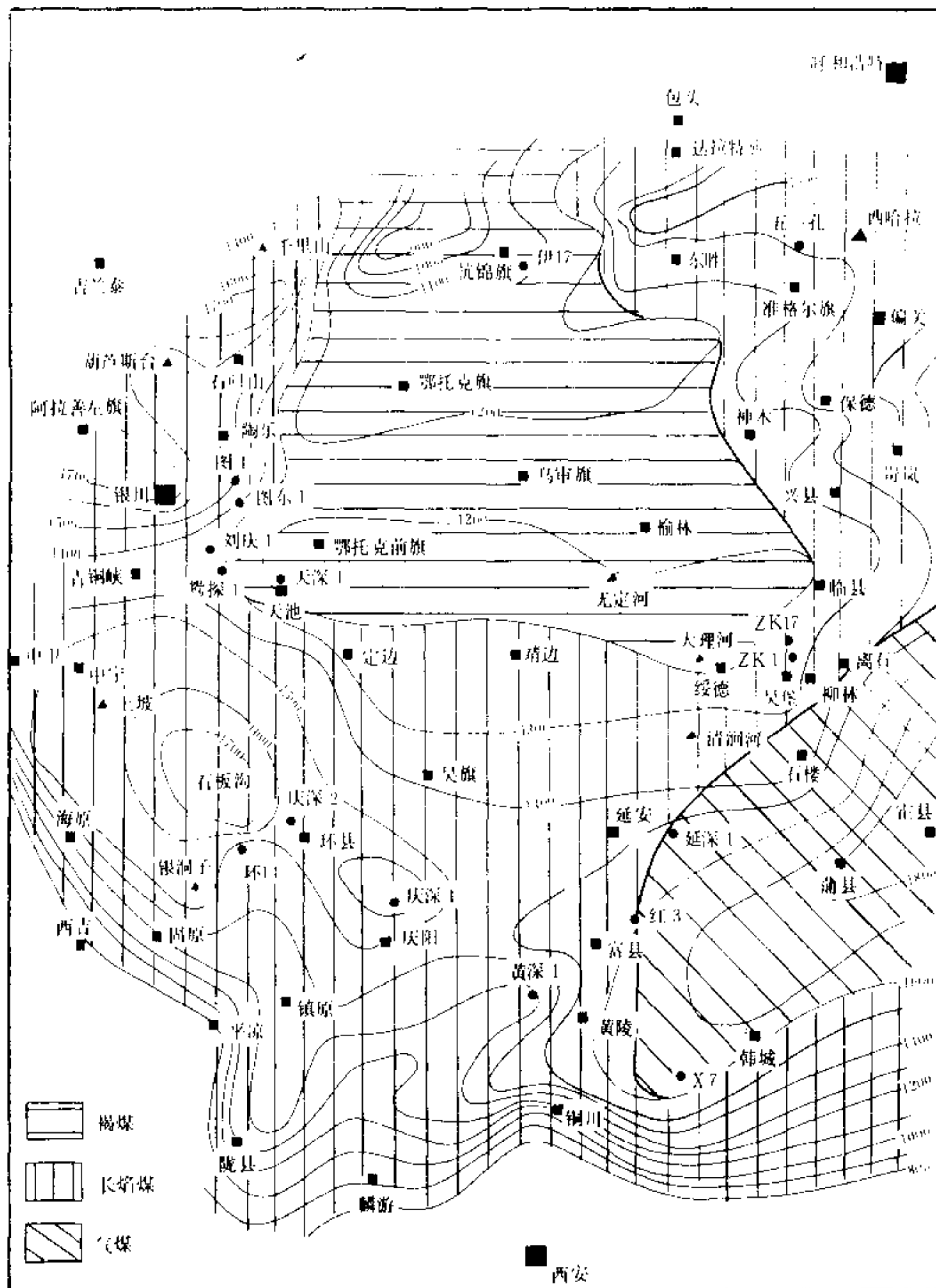


图 1-6-6　鄂尔多斯盆地纸坊组沉积后山西组顶面埋深及煤阶演化图

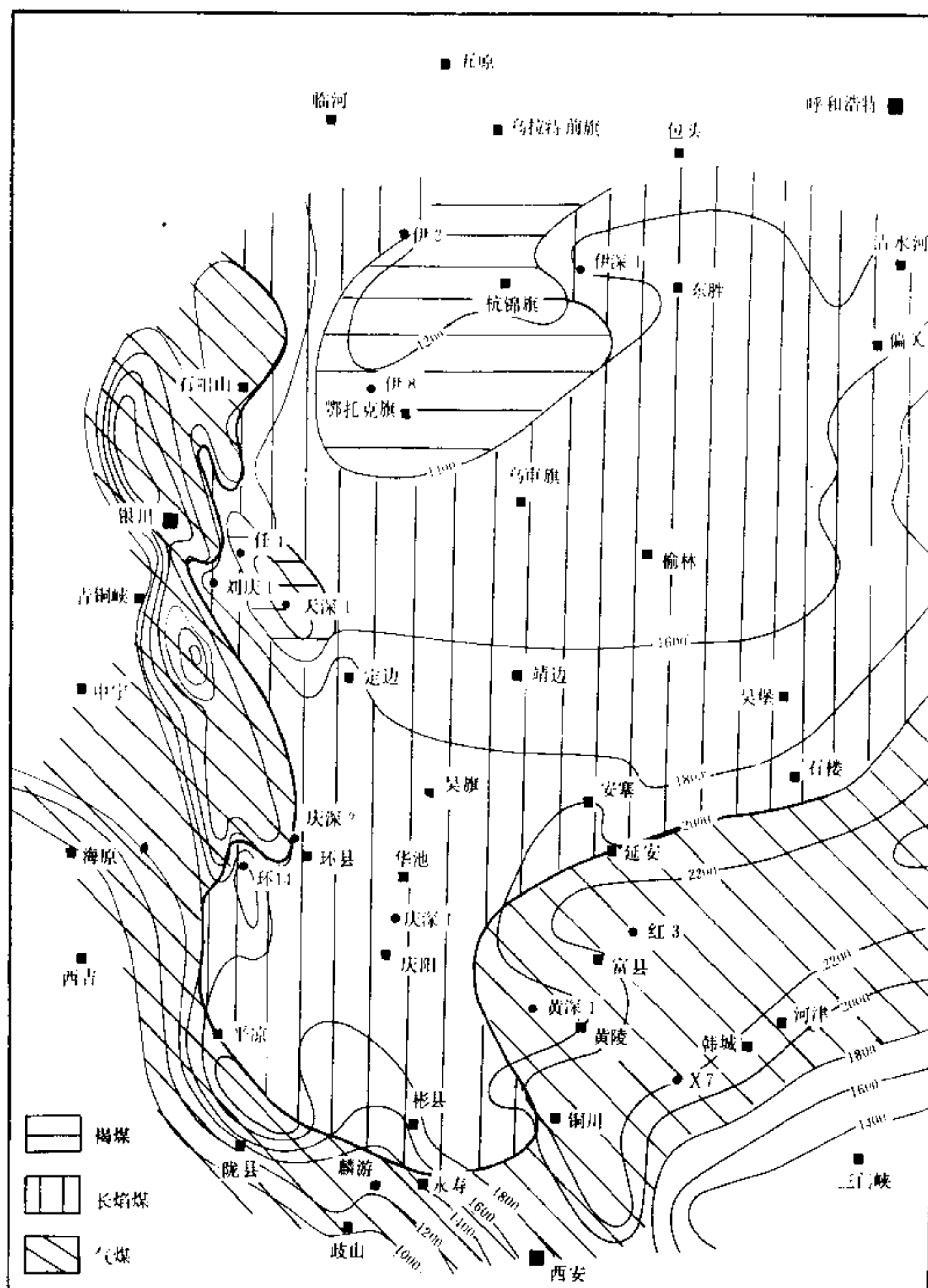


图 1-6-7　鄂尔多斯盆地长 7 沉积前山西组顶面埋深及煤阶演化图

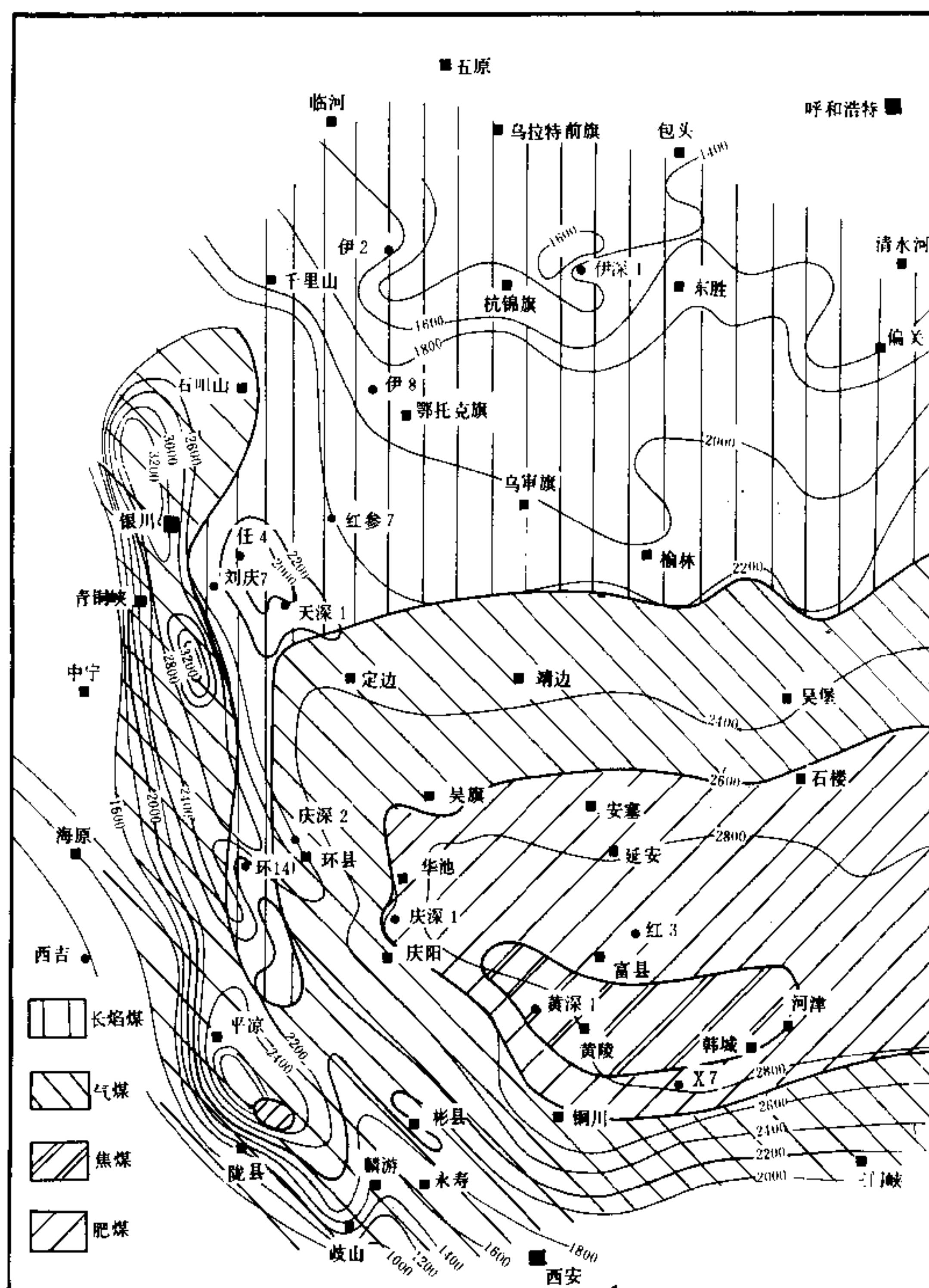


图 1-6-8 鄂尔多斯盆地延9沉积后山西组顶面埋深及煤阶演化图

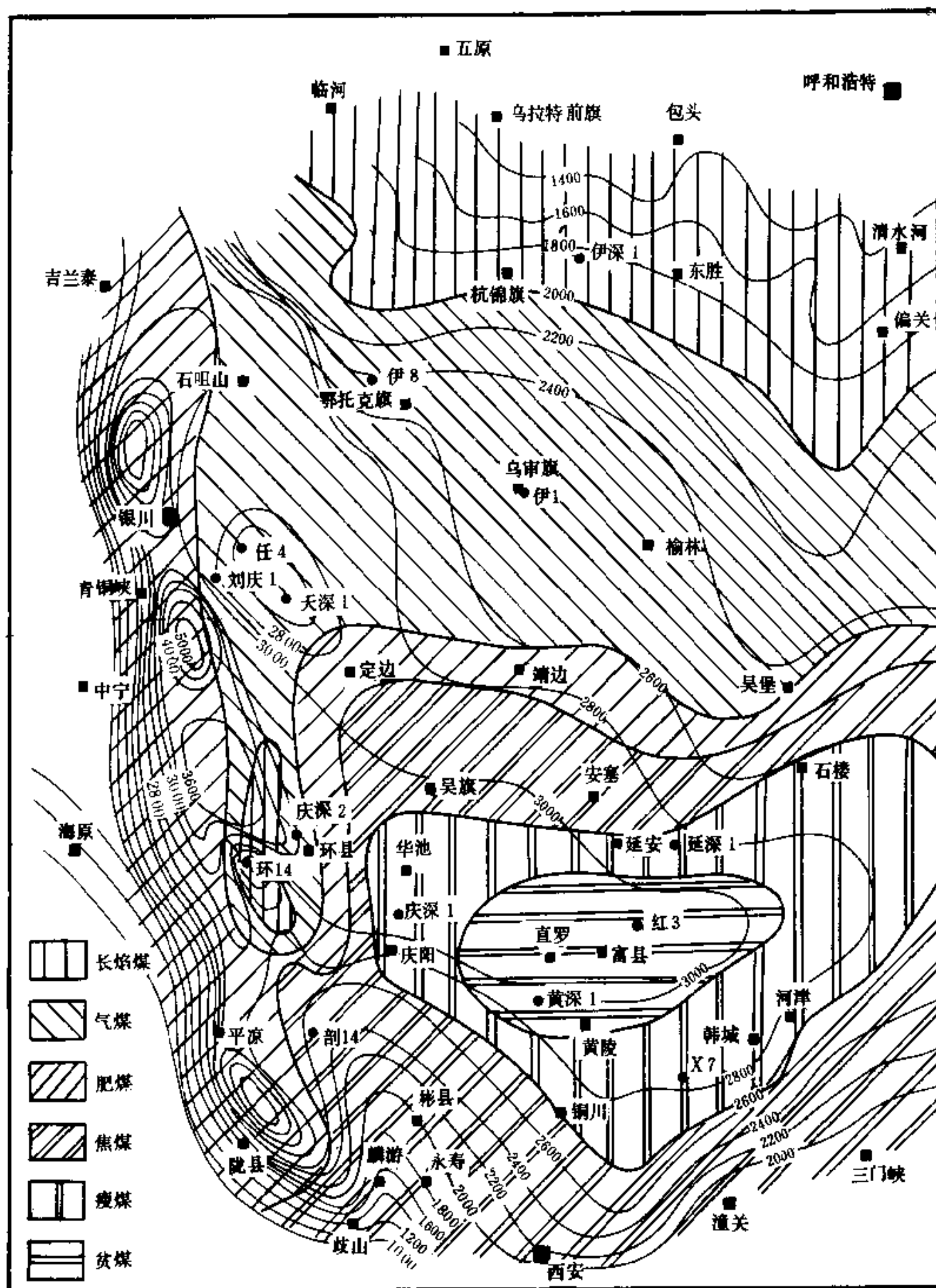


图1-6-9　鄂尔多斯盆地安定组沉积前山西组顶面埋深及煤阶演化图

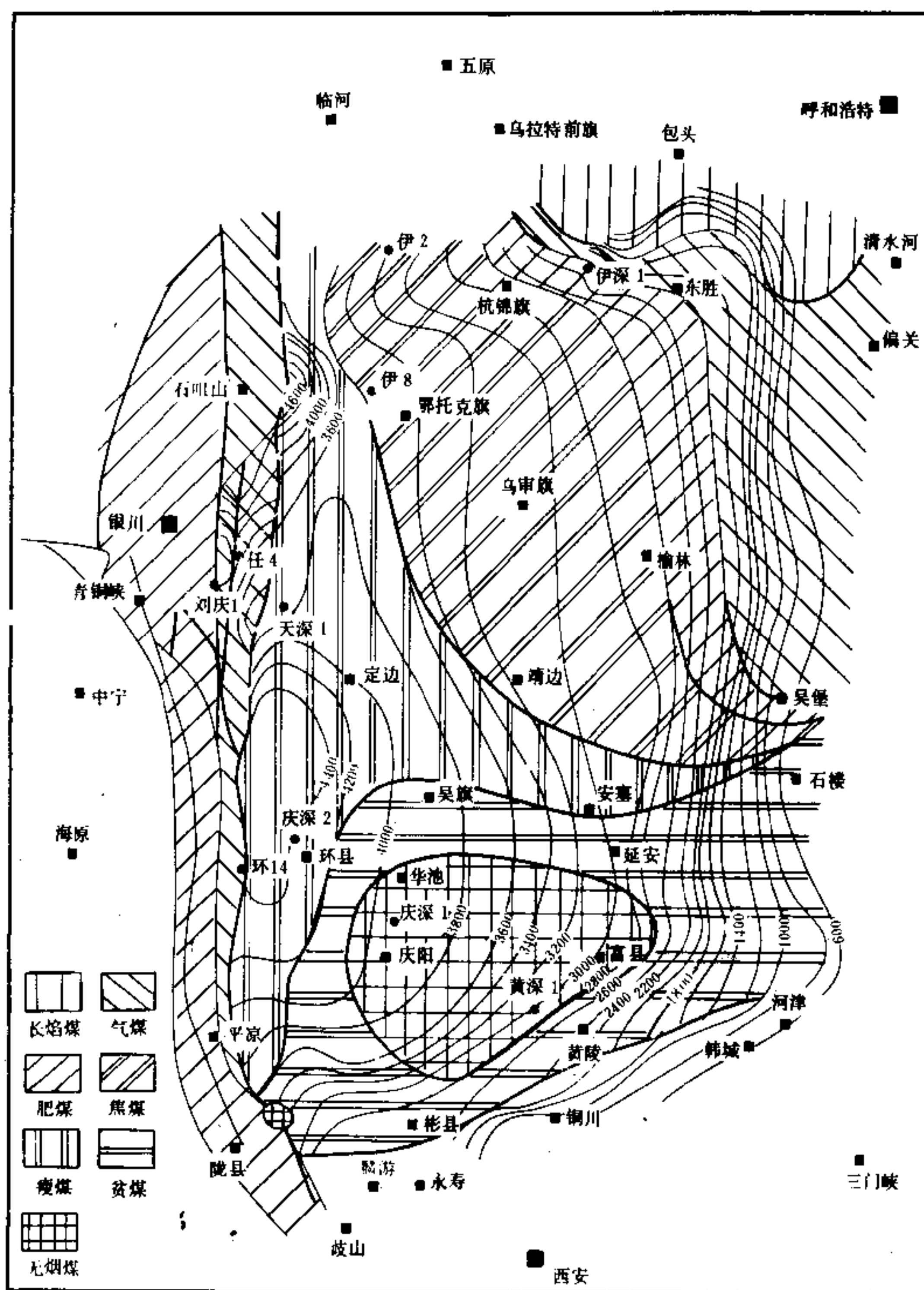


图 1-6-10 鄂尔多斯盆地下白垩统沉积后山西组顶面埋深及煤阶演化图

现今，除盆地周缘解体、形成一系列断陷外，盆地本部的构造形态无大变化，仍为东高西低的箕状盆地。山西组顶面的埋深与早白垩世相比亦无大的变化。但随着演化时间的延长，煤化程度普遍加深。南部的无烟煤区已扩展到吴旗、安塞以北和黄陵以南。贫煤区向北

延伸到鄂托克旗、乌审旗一线，向南扩展到铜川。瘦煤区从鄂托克旗以北，乌审旗以北至吴堡，呈条带状沿北西方向展布。其北的焦煤、肥煤、气煤与长焰煤的分布范围，与早白垩世基本一致。西缘冲断带的上盘，因白垩纪后一直处于抬升状态，煤系演化基本停滞。而断层下盘因长时间深埋，变质程度大大提高（图1-6-11）。

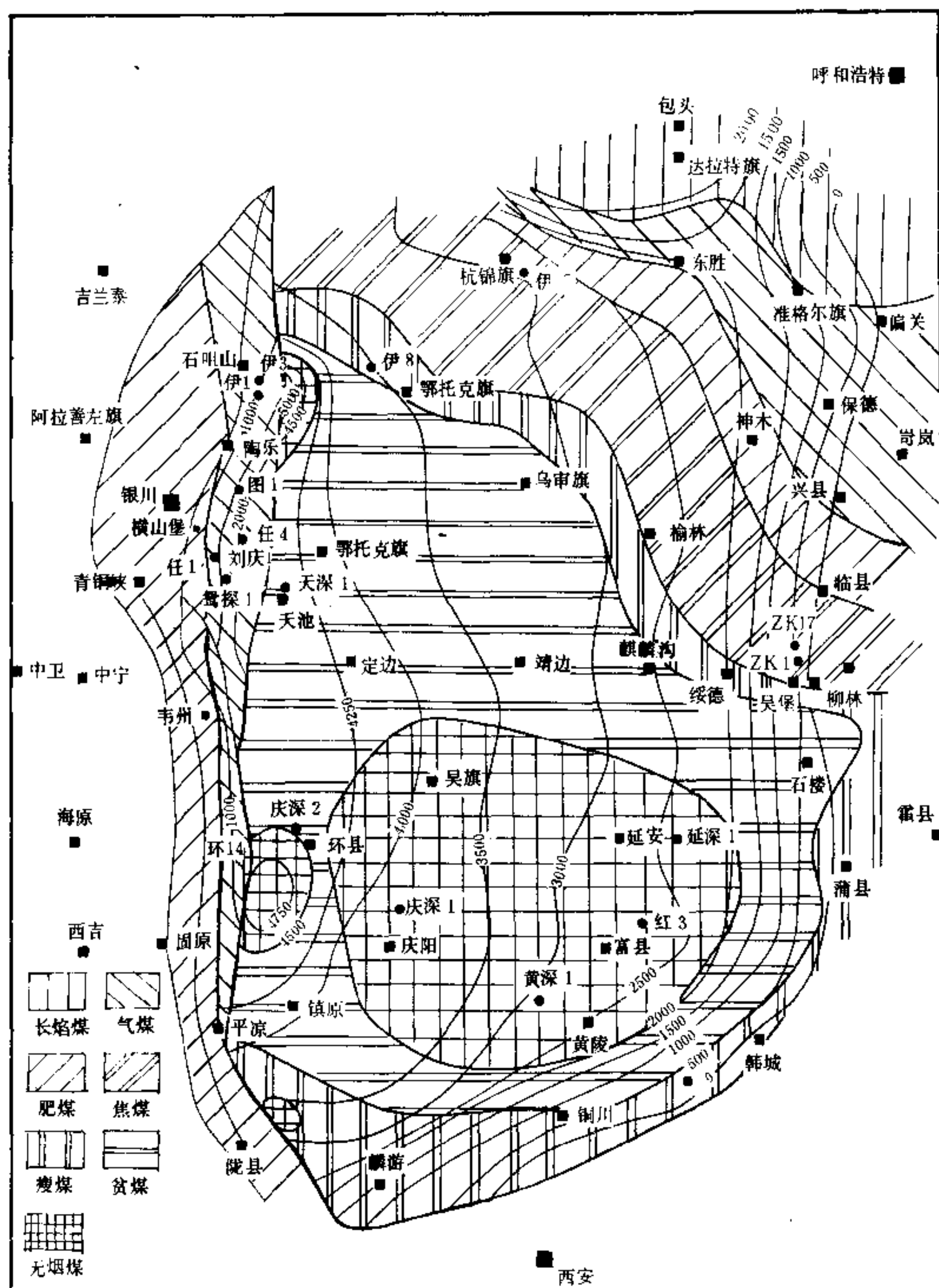


图1-6-11　鄂尔多斯盆地现今山西组顶面埋深及煤阶演化图

四、有机质成熟度

目前反映煤化程度和有机质成熟度的指标有：镜质体反射率、挥发分、胶质层厚等，其中以镜质体反射率的可靠程度较高。

由图 1-6-12 可以看出，镜质体反射率(R_o)总的变化趋势是：盆地南部吴旗、庆阳、

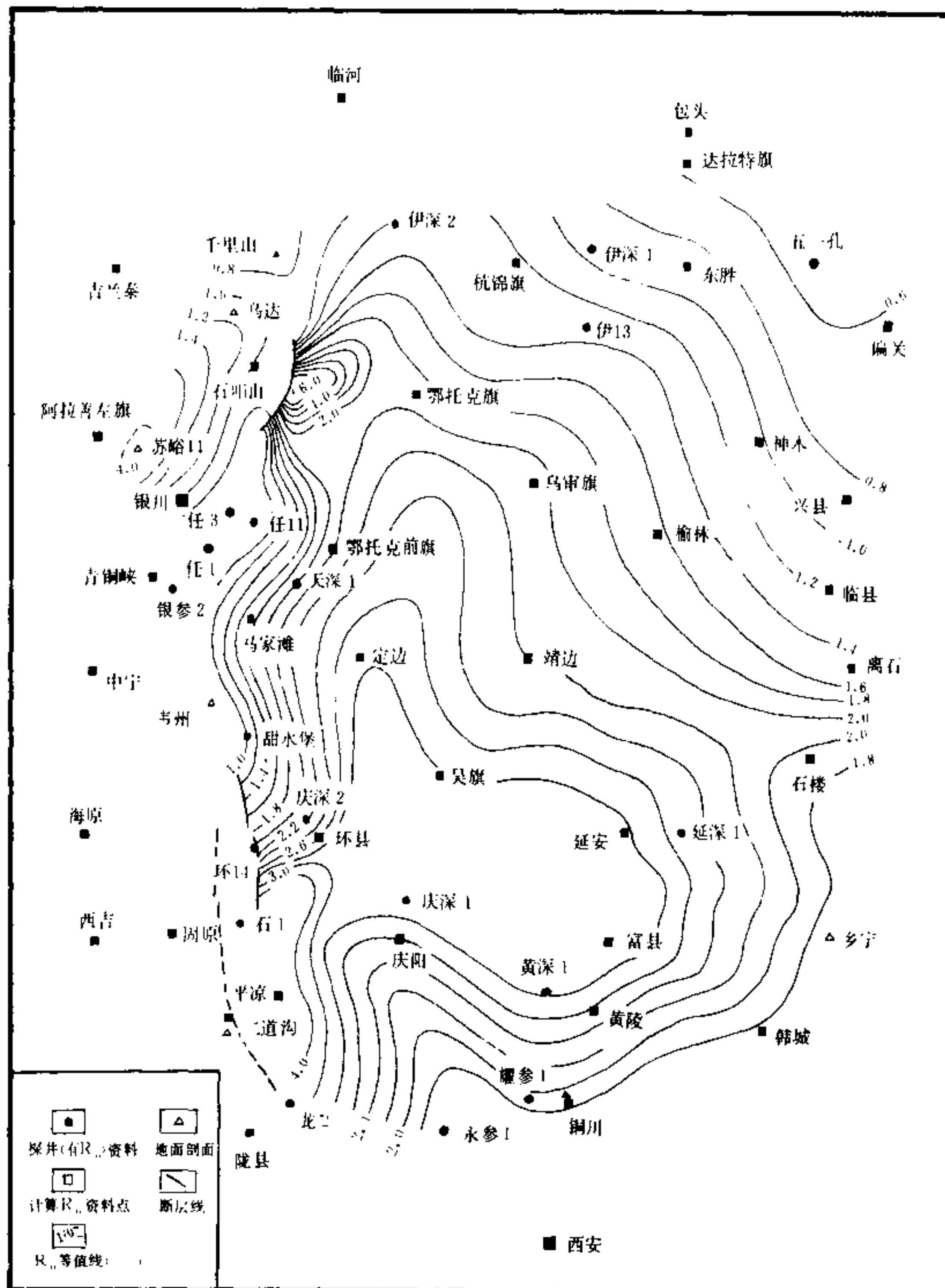


图 1-6-12　鄂尔多斯盆地上古生界煤系地层镜质体反射率(R_o)等值线图

延安、黄陵一带最高，R_o 大于 2.5%，以这一地区为中心，向盆地边缘呈环带状逐渐降低。北部乌兰格尔凸起区成熟度最低，R_o 仅 0.5%左右。伊盟隆起则处于过渡状态，R_o 一般为 1~2%。西缘冲断带上盘演化程度较低，在沙井子一带 R_o 仅为 0.63%，横山堡段为 0.69~0.84%；下盘演化程度则较高，据推算 R_o 可大于 3.6%。天环坳陷的成熟度处于过渡区，R_o 在 2%左右，但南北两端的深坳陷部位由于埋深增加，推断 R_o 可达 6%。渭北隆起的演化程度亦较高，R_o 可为 1.7~2.09%。晋西地区自南向北成熟度降低，R_o 由 2.12%降低为 0.7%。

五、上古生界气源岩研究

分析上古生界、中生界、下古生界天然气、原油、沥青、干酪根的碳同位素，获得系列气油源的对比资料，证实在盆地西缘胜利井、鸳鸯湖和盆地北部伊盟隆起等地获得的上古生界气样，主要来源于石炭—二叠系煤系。干酪根、沥青、油、天然气的碳同位素系列偏重，原油具姥鲛烷优势，是煤系生成物的典型特征。部分数据见表 1-6-9。

表 1-6-9　鄂尔多斯盆地各种类型天然气甲烷 $\delta_{13}C_1$ 数值表

层位	天然气分类	$\delta_{13}C_1$ PDB(‰) 分析范围	平均值	样品数
上古生界	深层(>1000m)天然气	−28.2~−37.08	−32.93	8
	深层(>1000m)煤层气	−30.35~−34.82	−33.26	3
	深层(>1000m)煤样脱附气	−31.54~−33.6	−32.57	2
	煤热解气	−31.3~−34.1	−32.78	2
	泥岩热解气	−32.6~−34.7	−33.65	2
	浅层(<1000m)天然气	−42.20~−58.01	−48.64	3
	浅层(<1000m)煤样脱附气	−33.1~−58.4	−44.74	5
奥陶系	生油岩热解气		−39.6	1
中生界	深层(>1000m)油田气	−42.2~−48.1	−44.93	7
	浅层(<1000m)油田气	−48.0~−59.2	−53.6	2
第四系	浅层生物气	−72.0~−77.9	−74.95	2

六、煤系有机质的热演化成烃机制

在研究了盆地上古生界煤系有机质自然演化特征的基础上，又通过低阶煤、低成熟腐植型泥岩、分离煤显微组分等所做的热压模拟成烃试验研究（图 1-6-13），从不同角度揭示了煤系有机质及其各种产物的演变规律，奠定了划分煤系有机质成烃演化阶段的基础。

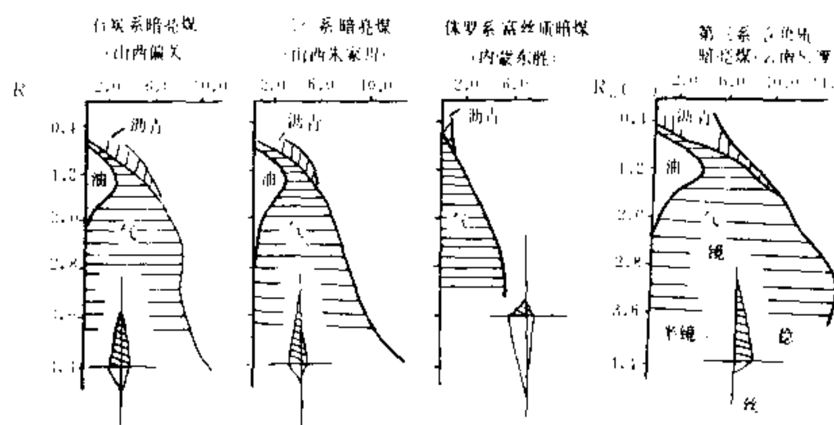


图 1-6-13　不同层位低阶煤的热模拟产烃曲线

1.煤系有机质的三个成烃趋向

煤和腐植型干酪根是一种以芳核结构为主体，通过各式桥键相联结的复杂聚合物，具有“贫氢高氧贫脂链（环）富芳核、脂肪链短”的特点。根据热解色谱、沥青抽提，热压模拟等项分析，看出它明显具有三个成烃趋向：

(1) 低成烃趋向　其成烃转化率只相当生油干酪根的 1／3 左右；

(2) 低分子烃类产出趋向　以产气为主，产油为辅，产油多少与它的性质及最终产烃率成正相关关系；

(3) 大量产出二氧化碳等非烃的趋向　和它以高等植物为主的母源组成与形成于还原性不强的地质环境有关。

2.煤系有机质的自然演化特征

在古地温和地质时间的作用下，煤和腐植型干酪根随着各种挥发物的产出，自身性质发生了一系列的变化。这些变化可以概括为：

(1) 碳化趋势：随烃类、二氧化碳、水等易挥发物的排出，由泥炭阶段的五种元素组成（C、H、O、N、S），逐步演变到只含一种碳元素。其中氢元素的下降和烃类生成、脱水关系密切。

(2) 结构单一化趋势：由泥炭阶段含多种官能团结构，逐步演变到无烟煤阶段只含缩合芳核结构，最后演变到石墨。煤化过程实际上是顺序排除不稳定结构的过程。

(3) 结构致密化和定向排列趋势：随着煤化作用的进行，芳香性增强，叠合芳香片逐步加大，层数增多，并转向有秩序地排列，结果使比重增大，反射率升高。

(4) 煤和干酪根显微组分的一致性趋势：随着煤化作用的进行，煤和干酪根间显微组分的差异消失，变得不易区分。

与此同时，煤和腐植型泥岩中的残留沥青也经历了自身的演化过程，它的显著特点是不象生油岩那样，有一个明显的“A”／有机碳、烃／有机碳的曲线高峰，其沥青的产出量较低。说明煤系有机质成烃演化偏向于煤或干酪根至烃的一次性降解。在研究沥青演化中得到几个有意义的演化界线：腐植煤在 R_o 为 0.7%左右，腐植型泥岩在 R_o 为 0.9～1%时，出现沥青转化下降点；正烷烃高碳数部分和“奇碳优势”在 R_o 为 0.77%以后基本消失，当 R_o 为 0.85%时“碳数前移”类似于产出轻质油的碳数分布，表明液态烃的生成运移是从 R_o 为 0.7～

0.8%时开始的；芳香烃甲基菲指数（MPI）在 R_o 为 1.1～1.25%时急剧增大，预示了裂解一重排反应的发生，即凝析油、湿气大量生成。

3.煤系有机质的五个成烃演化阶段

以热模拟试验结果为主，结合自然演化剖面的资料，将上古生界煤系有机质的成烃演化分为五个阶段。

第一阶段：R_o＜0.5%，以甲烷菌及各种还原细菌的厌氧发酵和化学分解作用为主，生成甲烷，氮气、水、二氧化碳、硫化氢。定名为生化甲烷阶段，甲烷气碳同位素 $\delta^{13}C_1 < -55‰$；

第二阶段：R_o 为 0.5～0.7%，以低级的热降解作用为主，脱羧、脱水等排除杂元素化合物，生成以二氧化碳、水和少量甲烷为主的烃类气体，定名为热解烃生成的初级阶段，甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$−55～−38‰；

第三阶段：R_o 为 0.7～1.25%，以高级的热降解作用为主，产烃成为主导，除产出含重烃的天然气外，尚产出少量轻质油，故定名为气油兼生阶段，甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$−38～−34‰；

第四阶段：R_o1.25～2.25%，从热降解作用过渡为热裂解作用，生油终止。油裂解而成的湿气和生成的湿气均达到高潮（至 R_o 为 1.75%时湿气开始裂解为干气），故定名为湿气阶段，甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$−30～−25‰。

第五阶段：R_o 大于 2.25%，干气阶段，重烃接近消失，煤和干酪根的生烃效率剩余35%左右，主要形成高温裂解 CH_4 气为主。$\delta^{13}C_1$−30～−25%（图 1−6−14）。

4.煤中各种显微组分的成烃贡献及产烃机理

利用重液浮选法，分离出纯度大于 90%的稳定组、镜质组、丝质组组分，经过热模拟产烃试验，获得的主要认识是：煤的成烃能力与煤的显微组分关系密切。煤中三种组分成烃贡献的总趋势是稳定组＞镜质组＞丝质组，最终成烃效率比为 2～2.5：1：0.7。煤中三种组分在成油高峰期的产油比为 7：1：0.5。稳定组主要生油，其性质同于生油干酪根，其产烃轨迹亦同于生油干酪根，中期有一急剧生烃过程。镜质组以产气为主，仅产少量油；丝质组一般只生气。镜质组和丝质组在性质上与Ⅲ型干酪根相同，其产烃轨迹为"缓慢增加"。根据腐植煤的一般显微组分确定，煤中镜质组和丝质组是主要成烃组分。

七、煤气发生率

根据热模拟结果并进行必要的修正，提出定量评价上古生界煤系有机质煤气发生率，如表 1−6−11。由于鄂尔多斯盆地石炭、二叠系样品的产烃过程和产烃能力均较接近，而且两个煤样的煤岩显微组分与全煤平均水平接近。因此以此两个煤样为基础，归纳出一张统一的数据表，作为计算生气量的依据（表 1−6−10）。

八、生气高峰期

煤成气的生成、运移、聚集贯穿于煤系形成的整个地史时期，但盆地主要生气期在燕山旋回的中晚期（下白垩统沉积之后）。此时全盆地高强度生气中心形成，盆地内大部分地区均进入了大量生气阶段。

九、总生气量

利用煤的不同显微组分煤气发生率及全煤的煤气发生率两种方法，计算了上古生界的总生气量。采用 50%概率值，前者为 706.1501 万亿立方米，后者为 656.0912 万亿立方米，二者比较接近（表 1−6−11）。

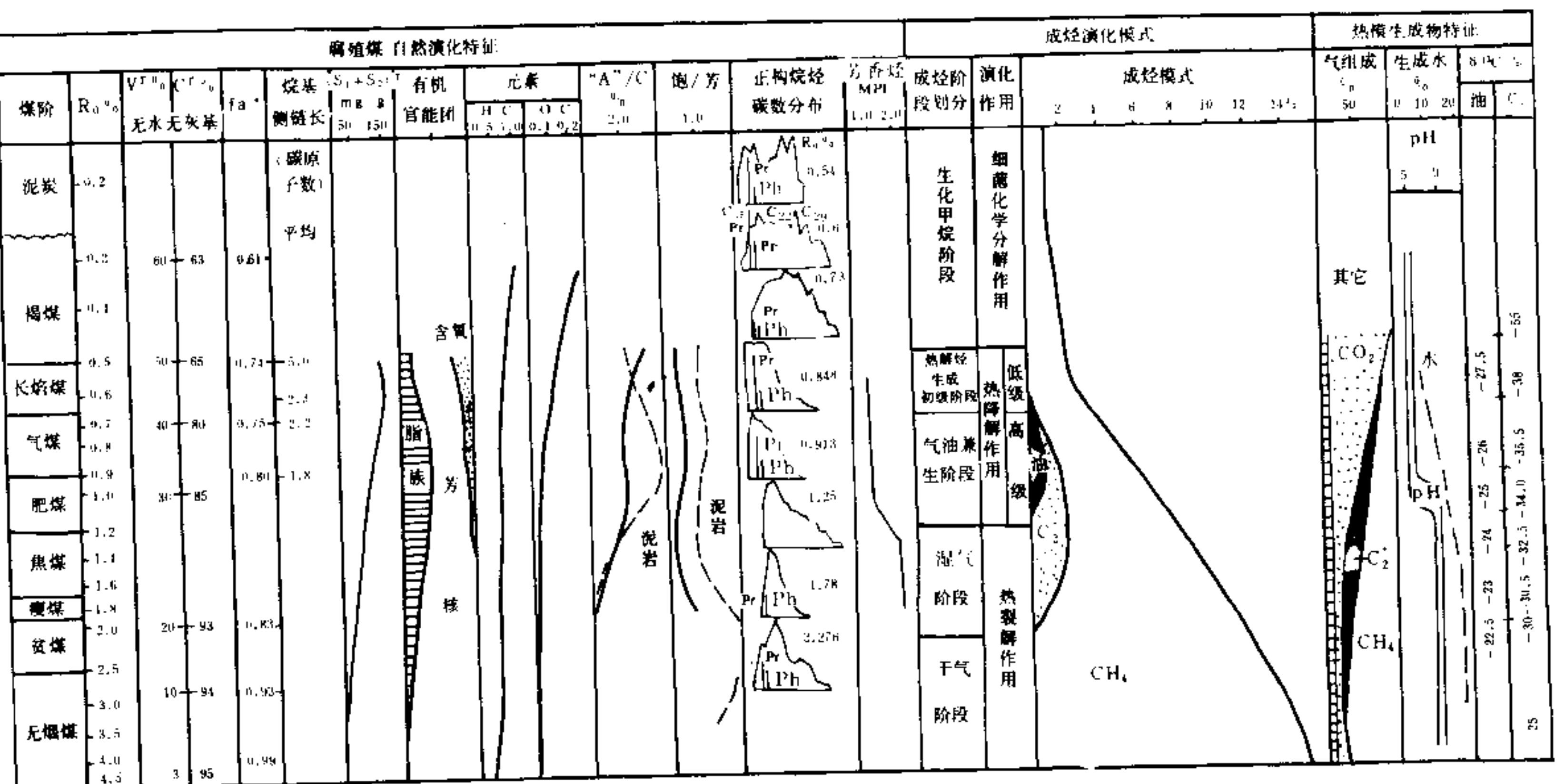


图1—6—14 腐植煤演化特征及成烃曲线

表 1-6-10 鄂尔多斯盆地上古生界煤系有机质煤气发生率数据表

镜质体反射率(R_o%)			<0.5	0.5~0.65	0.65~0.90	0.90~1.20	1.20~1.70	1.70~1.90	1.90~2.50	2.50~4.50
相当的煤阶			褐煤	长焰煤	气煤	肥煤	焦煤	瘦煤	贫煤	无烟煤
全煤	煤气发生率①		53	67	85	109	145	171	199	291
	煤阶发生率		53	14	18	24	36	26	28	92
煤显微组分	稳定组	煤气发生率	53	81	121	169	517	573	581	769
		煤阶发生率	53	28	40	48	348	56	8	188
	镜质组	煤气发生率	53	71	93	117	161	189	225	349
		煤阶发生率	53	18	22	24	44	28	36	124
	丝质组	煤气发生率	38	46	58	74	98	114	152	260
		煤阶发生率	38	6	12	16	24	16	38	108

①煤气、煤阶发生率单位为米^3(烃气)/吨(残留可燃质)。

表 1-6-11 鄂尔多斯盆地上古生界总生气量计算表

地区	面积(10^4km^2)	利用不同显微组分煤气发生率计算总生气量($10^{12}m^3$)		利用全煤的煤气发生率计算总生气量($10^{12}m^3$)	
		90~10%概率	50%概率	90~10%概率	50%概率
西缘逆冲带	2.519	36.3222~160.2758	68.7053	25.3235~160.7690	83.3716
天环坳陷	3.760	44.4581~124.0181	73.9781	32.3310~155.1088	73.2571
庆延缓坡	7.575	130.9354~296.1862	210.5006	97.8401~291.3191	172.2551
伊盟陡坡	6.135	137.8089~287.4709	212.6399	82.5092~306.5252	169.9301
晋西挠褶带	3.169	47.0819~117.4056	76.9162	45.5725~165.0057	84.4580
乌兰格尔隆起	0.718	3.3764~9.1154	5.9438	5.9562~19.7700	12.3274
渭北隆起	1.950	11.6730~44.8201	25.1631	6.8182~32.6907	17.9801
合计	25.828	566.9160~864.5287	706.1501	482.9392~873.7767	656.0912

第三节 中生界陆相生油气层❶

一、成油环境

晚三叠世内陆湖泊形成，丰富的植物性营养使湖生生物大量繁盛，成为中生代的最有利生油层沉积时期。早、中侏罗世，发育陆相河湖、沼泽为特点的"煤系"，是中生代气候最为潮湿，木本植物的第二次繁盛期，也是一次主要的造煤期。二者区分如表 1-6-12。

❶陈安定等,1984,陕甘宁盆地南部中生界生油层特征及评价。

表 1-6-12　鄂尔多斯盆地中生界陆相生油岩概况表

地质因素 \ 区别 \ 有机矿产	成　　油	造　　煤
代表层位	T_3y_3(长 7)	J_1y
岩　　性	黑色泥页岩、油页岩	腐植煤、碳质岩、黑色泥岩
地球化学相	还　　原	弱　还　原
地壳运动	快速稳定下沉	缓慢下沉
下沉与补偿速度配置	欠补偿型	补偿—过补偿型
沉　积　相	半深水—深水湖相	浅水沼泽、浅湖、河流
气　　候	半　干　热	温暖潮湿
生　　物	水生生物孢子植物等	高等植物木质部为主
水　介　质	淡水—微咸水	淡　　水

二、有机质丰度

有机质丰度反映出上三叠统延长组大大优越于下侏罗统延安组，统计数据如表 1-6-13。下侏罗统延安组有机碳含量高，平均 2.32%，但氯仿沥青"A"含量不高，仅 0.0832%，烃含量也偏低，为 262.5ppm，具有陆相腐植型生油岩的特征，有机碳普遍处于低成熟到成熟阶段，烃／碳转化率低于 1.5%（而进入成油门限的标志是 3%）。故综合各种指标分析，延安组应属差生油层；而上三叠统延长组的有机碳含量平均值为 1.56%，而氯仿沥青"A"含量高达 0.1427%，几乎是延安组的两倍，烃含量 773.3ppm，是延安组的三倍，烃／碳转化率 4.96%，是延安组的 4.5 倍，故它是中生代的主要生油层，代表了腐植—腐泥型生油岩的特征。

表 1-6-13　鄂尔多斯盆地延长组与延安组生油岩有机质丰度比较表

层	位	C(%)	"A"(%)	烃(ppm)	烃／C(%)
三叠系	延长组 T_3y_3–T_3y_2	1.87	0.2041	1189.2	6.36
	T_3y	1.56	0.1427	773.3	4.96
侏罗系	延安组 J_1y_{6-9}	2.5	0.0859	266.0	1.06
	J_1y	2.32	0.0832	262.5	1.13

三、有机质性质

以干酪根红外光谱、镜检、元素和氯仿沥青"A"族组分，元素和烃转化程度为主要依据，运用综合判别方法划分出中生界各层的有机质类型：中侏罗统直罗组、中下侏罗统延安组除极个别样品可能属偏腐植的混合型外，其他均属典型的腐植型。延长组上部（长 1～长

3）亦以腐植型为主，然而与延安组相比，可能因环境偏氧化以及后期风化的缘故往往带有氧化型腐植母质特点。延长组下部（长4～长9）中长7层以偏腐泥的混合型为主，偏腐植的混合型为次。位于东北大型三角洲前缘的灵盐—吴旗—志丹—富县一带半深湖相暗色泥岩富含介形虫化石，烃转化能力较高，以偏腐泥的混合型为主，位于西南水下扇环县—华池—庆阳一带的浅湖—半深湖相黑色油页岩，干酪根性质好，但烃转化能力低，以偏腐植的混合型为主。

通过有机质性质的研究，可以说明延安组腐植型干酪根是一种利于成气、产烃率较低的母质；延长组混合型干酪根是一种利于生油，产烃率高的母质（表1–6–14）。

表1–6–14 鄂尔多斯盆地南部下侏罗统延安组上三叠统延长组有机母质类型表

地层	下侏罗统			上三叠统								
	延安组(J_1y)		富县组J_1f	延长组(T_3y)								
	$y_{1\sim5}$	y_{10}		T_3y_5	T_3y_4		T_3y_3			T_3y_2		T_3y_1
				长1	长2	长3	长4+5	长6	长7	长8	长9	长10
岩性	灰、灰黑、黑色泥岩与灰白色砂岩互层、夹多煤层	砂岩为主夹灰色砂质泥岩	杂色泥岩、砂砾岩	灰绿色泥岩夹粉细砂岩夹煤线	中、细砂岩为主夹灰色泥岩	灰、灰黑色泥岩为主	灰黑色泥岩为主	粉细砂岩为主夹薄层泥岩	大套黑页岩、夹碳质页岩、粉砂岩	灰黑、黑色泥岩及粉砂岩		长石砂岩为主夹灰色泥岩及暗紫色砂质页岩
沉积相	湖沼相	河流相	山地河流相	湖沼相	河湖相		浅湖相		半深湖相	浅湖相		平原河流相
母质类型	腐植型			腐植型	腐植型		腐植—腐泥型		腐泥—腐植型	腐植—腐泥型	腐植型	腐植型

四、有机质成熟度

利用镜质体反射率、碳奇偶优势指数、甾萜烷参数等指标，对各层有机质的成熟度进行了划分（表1–6–15）。延安组为低成熟生油层，延长组的长1～长6为成熟生油层，长7～长8为成熟—高成熟生油层，长9～长10为高成熟生油层。长7～长10是中生代的主要生油层。

五、有机质成熟期

应用修改过的莫比尔TTI计算公式，推算了延长组主要生油（气）层的有机质成熟期（表1–6–16）。陕北、灵（武）盐（池）地区，有机质于早第三纪进入高成熟阶段；陇东地区更要晚一些，到晚第三纪上新世有机质才能进入高成熟阶段。

六、中生界的油源问题

鄂尔多斯盆地中生界只存在一套油源层，侏罗系、三叠系原油的供给层位均是上三叠统延长组中部第三段及第二段（长4～长9）混合型母质生油层。

表 1-6-15　鄂尔多斯盆地延长组、延安组有机质成熟度统计表

地层		R_c(%)		OEP		甾萜烷成熟参数			成熟阶段
		范围	平均	范围	平均	$\frac{14\beta C_{29}}{\sum C_{29}}$	$\frac{Tm}{Ts}$	$\frac{C_{30Mor}}{C_{30Hop}}$	
侏罗系延安组 J_1y	延 1	0.68	0.68	1.18	1.18				低成熟
	延 2			1.47	1.47				
	延 3			1.60～1.70	1.63				
	延 4+5	0.57～0.84	0.74	1.00～1.53	1.29	0.40	18.0	0.43	
	延 6	0.62～0.82	0.70	1.15～1.36	1.25	0.41	5.0	0.14	
	延 7	0.63～0.75	0.70	1.01～1.38	1.26	0.37	12.7	0.54	
	延 8	0.68～0.83	0.76	1.06～1.62	1.28	0.44	8.4	0.23	
	延 9	0.63～0.92	0.76	0.95～1.45	1.25	0.49	11.5	0.15	
	延 10	0.88	0.88	1.15～1.36	1.26				
三叠系延长组 T_3y	长 1	0.66	0.66						成熟
	长 2	0.66～0.83	0.75	1.07～1.15	1.13				
	长 3	0.71～0.82	0.78	1.13～1.44	1.23	0.4	3.2	0.35	
	长 4+5	0.73	0.73	1.02～1.14	1.07	0.53	0.68	0.19	
	长 6	0.76	0.76	1.00～1.18	1.06	0.54	0.77	0.16	
	长 7	0.76～1.16	1.00	0.99～1.09	1.02	0.52	0.35	0.1	成熟—高成熟
	长 8	0.95～1.26	1.06	1.01～1.05	1.02				
	长 9	0.96～1.05	1.01	1.01～1.07	1.03				高成熟
	长 10	1.07	1.07	1.08～1.10	1.09				
中生界	J_2c–T_3y			0.99～1.09		0.55～0.67	0.4～1.25	0.03～0.12	成熟—高成熟

表 1-6-16　鄂尔多斯盆地中生界主要生油层有机质成熟期计算表

地区	项目	进入成熟门限 $\sum TTI=3, R_o 0.6\%$	进入大量成熟门限 $\sum TTI=8, R_o 0.75\%$	进入高成熟门限 $\sum TTI=23, R_o 1\%$
陇东地区	距今百万年	110	84	6
	地质时代	早白垩世晚期	晚白垩世中期	上新世
陕北地区	距今百万年	118	100	46
	地质时代	早白垩世中期	早白垩世末期	早第二纪
灵盐地区	距今百万年	118	100	48
	地质时代	早白垩世中期	早白垩世末期	早第三纪

灵盐地区延安组和延长组上部（长 1～长 3）的腐植型母岩，马家滩断褶带断层上盘的延长组第二段长 7 层低成熟母岩，均不是中生界原油的母岩。而断层下盘的延长组以长 7 为代表的第三段、第二段混合型母质生油岩，才是真正的源岩。参见灵盐地区 m／e414 指纹图（图 1−6−15）及原油—岩石的甾烷、三萜烷对比图（图 1−6−17）。

陇东地区油源层是以长 7 层为代表的第三段、第二段混合型母质含砂质暗色泥岩和油页岩。参见原油岩样的甾烷、三萜烷对比图（图 1−6−16）。

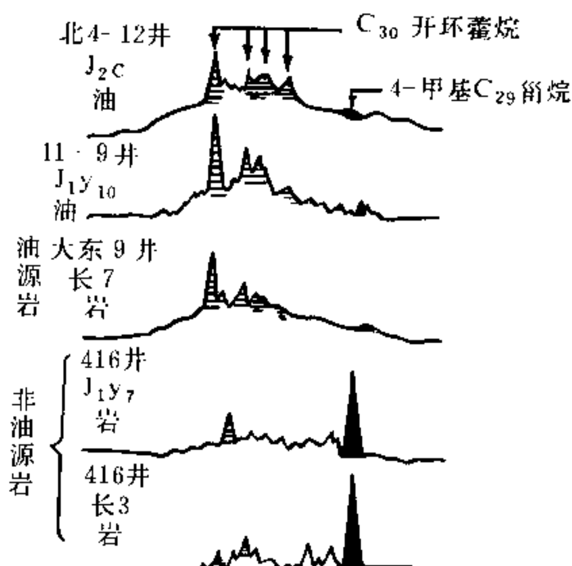


图 1−6−15　灵盐地区油源对比的 m／e414 指纹图

七、生油量计算

关于中生界的生油量（三叠系延长组），历年来的计算结果均比较接近，详列于表 1−6−17 中。均采用概率 50%的计算结果为 432～530 亿吨。

表 1−6−17　鄂尔多斯盆地延长组生油量计算表

年　度	计算单位	方　法	总生油量(10^8t)	总排油量(10^8t)	总聚油量(10^8t)
1980 年	长庆研究院（钱扶危）	烃类法	529.65	84.21	23.8
		蒙特卡洛概率统计法	511.84	82.9	23.95
1983 年	长庆研究院（陈安定）	烃类系数法	511	95.5	21.0
1984 年	石油勘探开发科学研究院（程克明等）		432.04	75.61	20.474

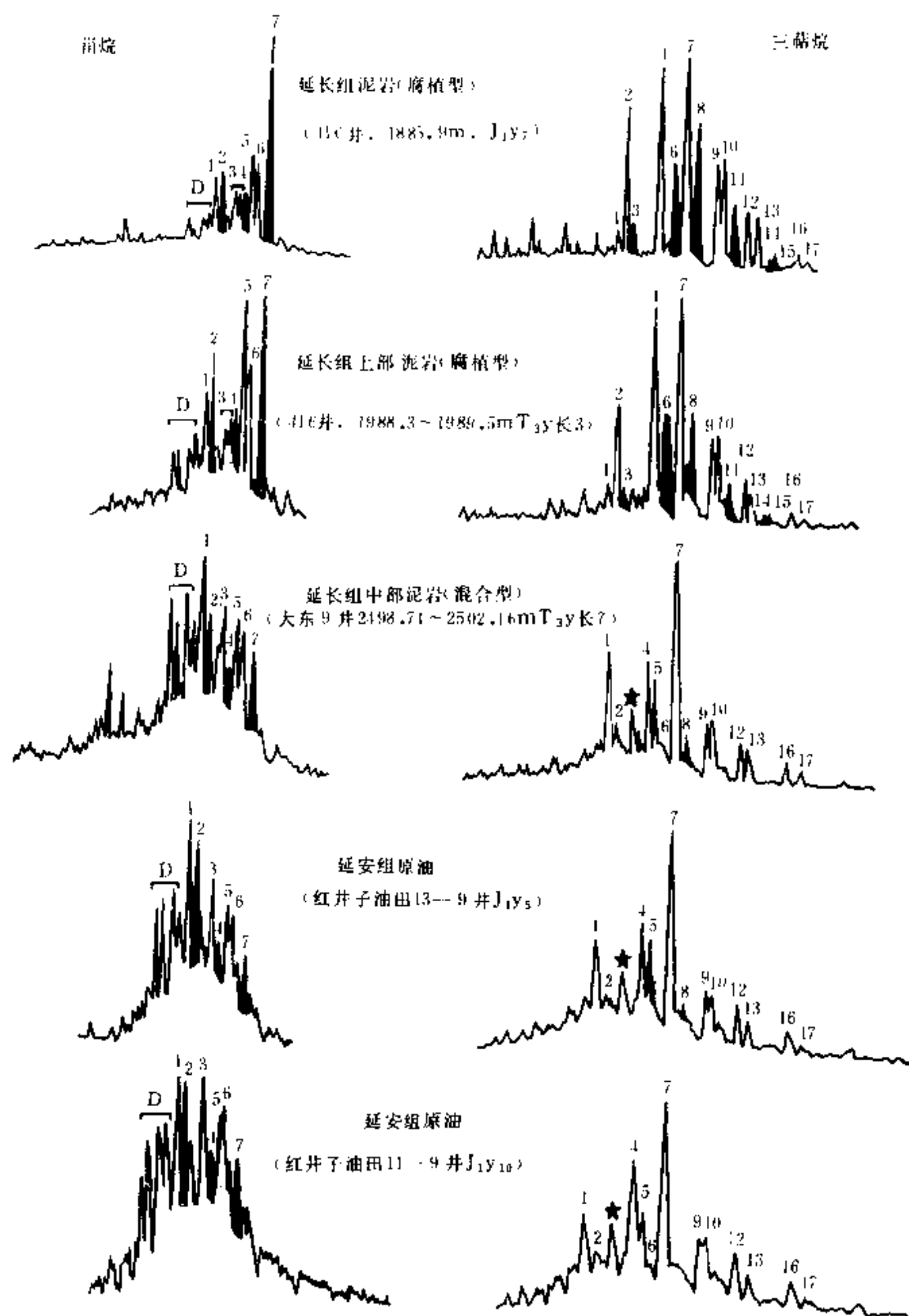
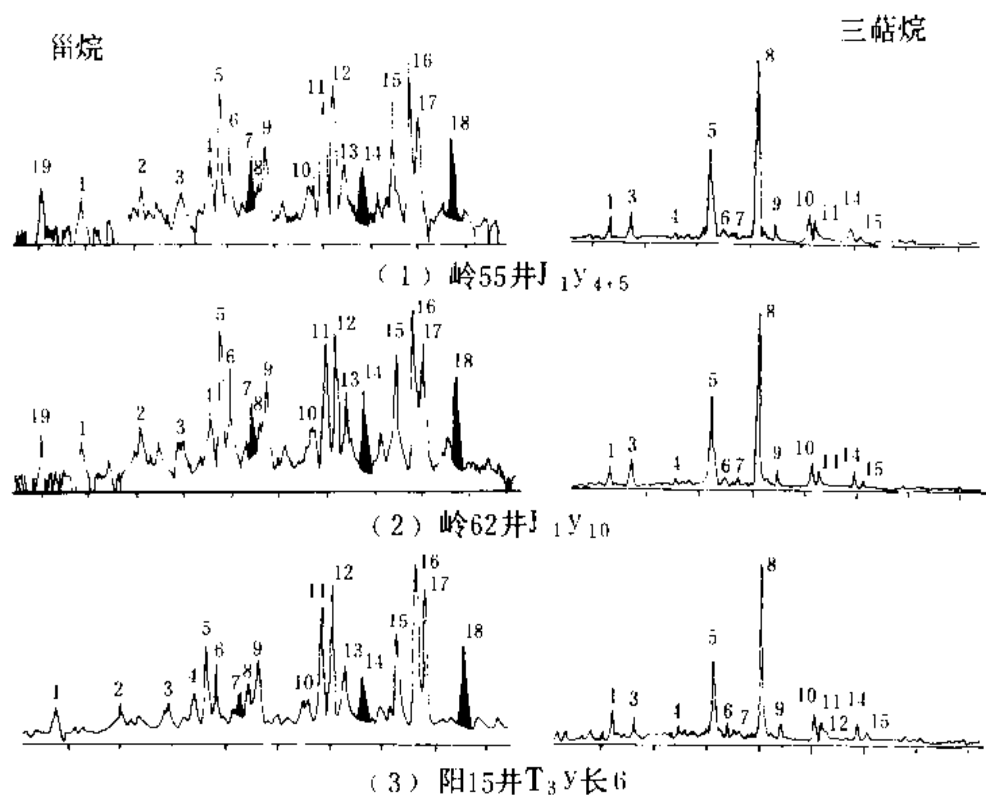


图 1–6–16　灵盐地区中生界油—岩的甾烷、三萜烷对比图

八、有利生油区

最有利生油区分布于马家滩—定边—延安—直罗—正宁—环县范围内，生油岩厚 300～400 米，面积约 4 万平方公里。有利生油区分布于最有利生油区外围，生油岩厚度 100～200 米，面积约 2 万平方公里，合计有利生油区面积 6 万平方公里（图 1–6–18）。

一、原油

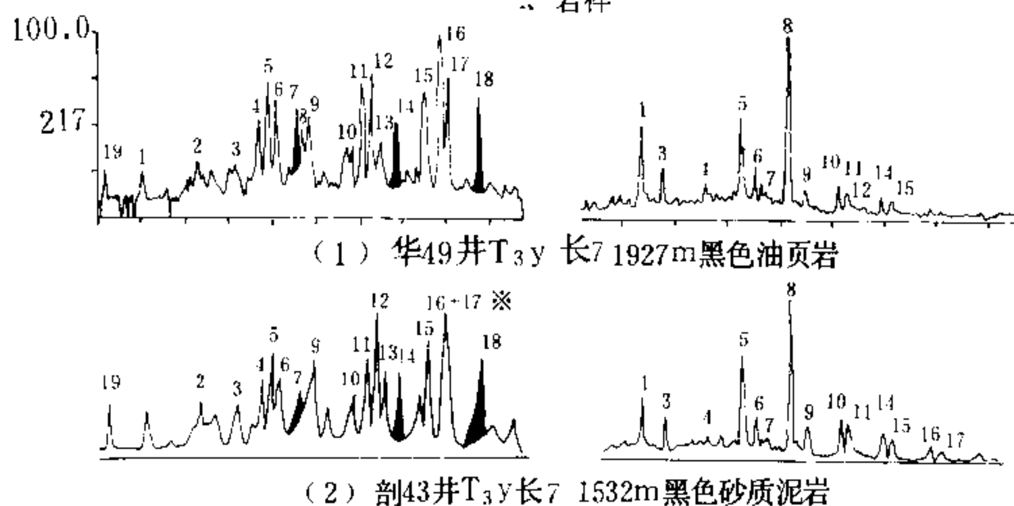


（1）岭55井J_1y_{4+5}

（2）岭62井J_1y_{10}

（3）阳15井T_3y长6

二、岩样



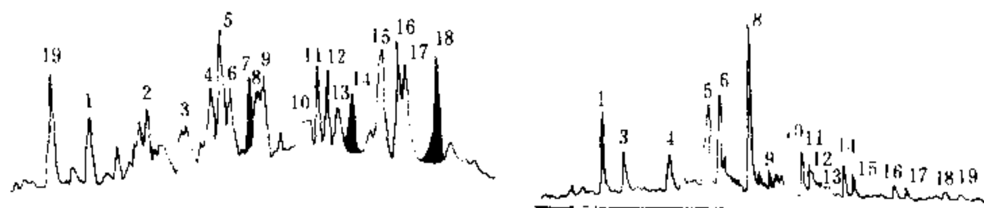
（1）华49井T_3y长7 1927m黑色油页岩

（2）剖43井T_3y长7 1532m黑色砂质泥岩

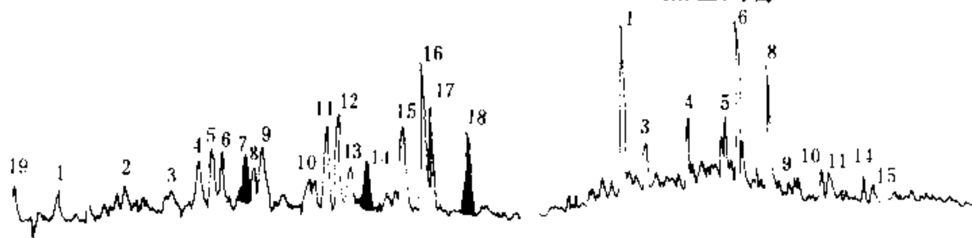
※ 因分离效能不高，两个峰合为一个峰(华北分析)

图1-6-17 陇东地区中生界

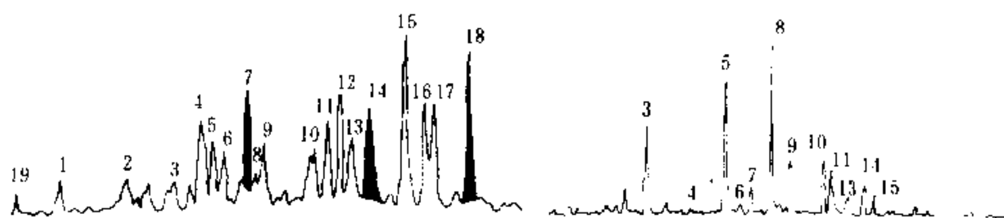
甾烷　　　　　　　　三萜烷



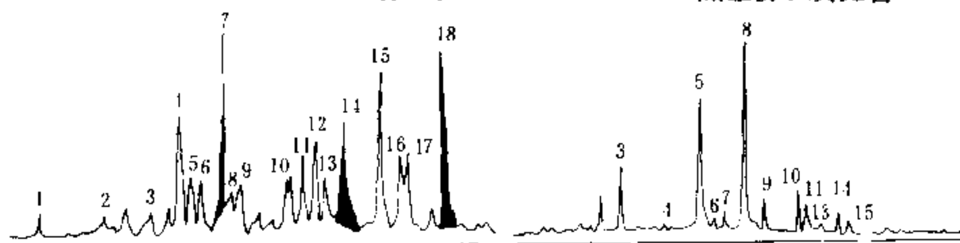
（3）庆36井T_3y长1+5　1505m黑色页岩



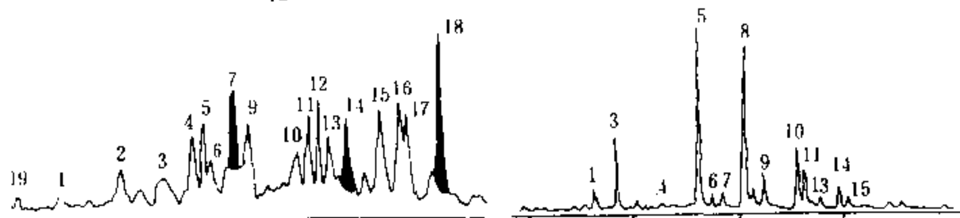
（4）岭52井T_3y 长7　1918m黑色泥岩



（5）岭129井 J_1y_{4+5} 1293.5～1295m 灰黑色粉砂质泥岩



（6）北64井J_1y_9 1625～1628m深灰色粉砂质泥岩



（7）岭148井T_3y长3 1666m灰色泥岩

油—岩甾烷、三萜烷对比图

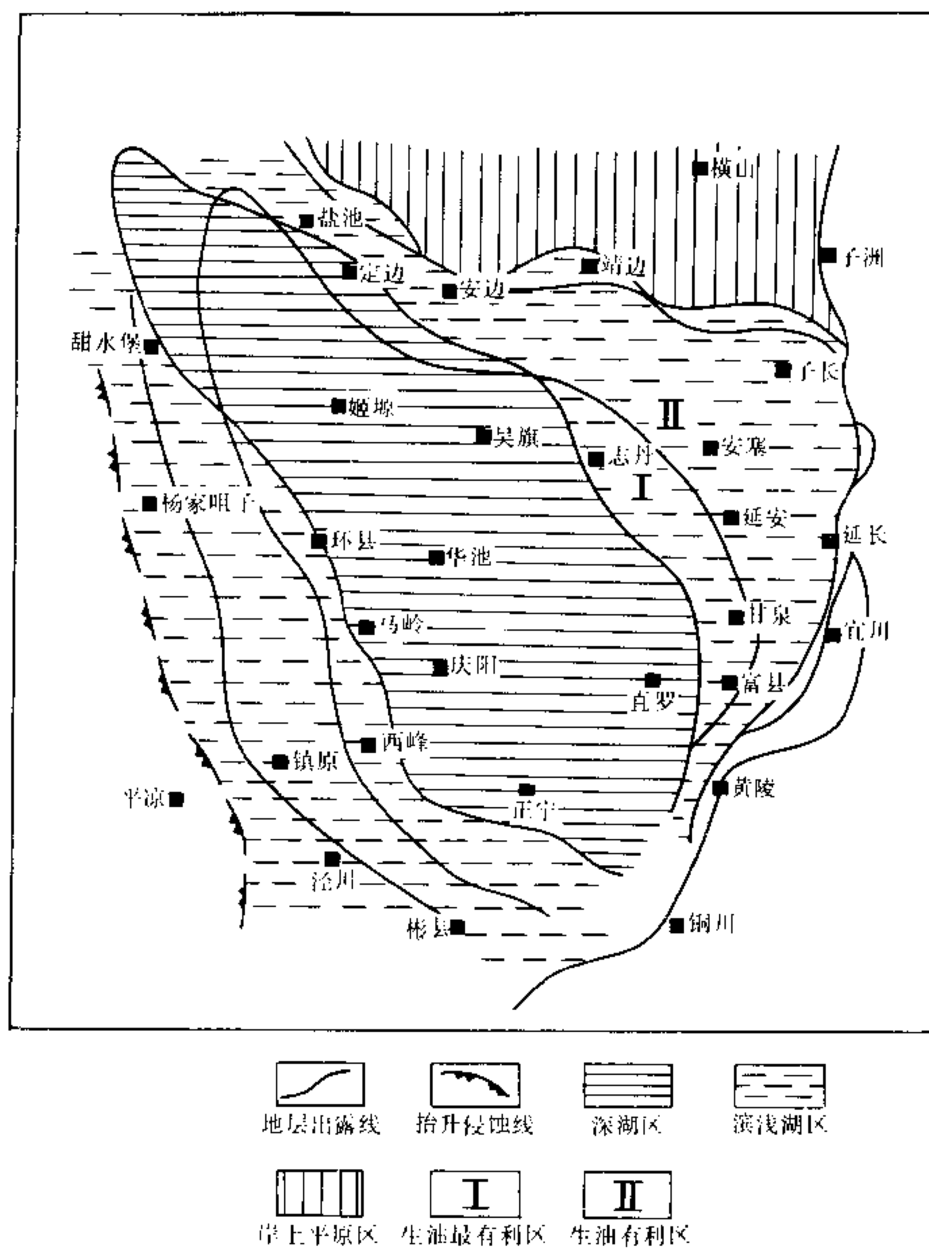


图 1–6–18　鄂尔多斯盆地南部上三叠统延长组生油有利区分布图

第七章 储 集 层

盆地内的储集岩类，有碎屑岩和碳酸盐岩两大类，各有多种成因的储集空间。

第一节 陆相碎屑岩储集层

一、中生界侏罗系[1]

侏罗系为盆地的主要含油岩系，已投入开发油田的储层90%都是侏罗系，油层集中分布于下侏罗统延安组及富县组。具多油层特点，除局部地区为单一油层外，一般有1～3个主力油层，富县组及延安组的延10、延9油层探明储量占总探明地质储量的75%。

1.原生储集条件及沉积类型

(1) 河流边滩亚相砂体　发育于延10油层，系河道充填沉积，其河流边滩亚相主要是中细粒石英砂岩，单层厚度大，分布较稳定，因分选较好，胶结物含量亦少（<20%），平均孔隙度18～20%，平均渗透率大于50×10^{-3}二次方微米，最大平均渗透率822.6×10^{-3}二次方微米，单块样品最高渗透率为3000×10^{-3}～6630×10^{-3}二次方微米。由于物性好、且有邻近河漫相低渗透层的遮挡，形成的油藏较多，控制含油面积及地质储量占延10油层的97.8%。

(2) 分流河道亚相砂体　本区延9及延8期湖沼沉积广布，在盆地边缘发育众多的分流河道砂体，以中细粒砂岩为主，粒度较均匀，砂体在平面上呈带状，剖面上呈"盆形"，储油物性较好，分流河道砂体平均孔隙度16%，平均渗透率30.5×10^{-3}～42.8×10^{-3}二次方微米。这些砂体在其侧缘方向为泥岩所包围，容易形成岩性油藏。

(3) 三角洲前缘亚相砂体　此砂体为中—薄层状，上部砂岩粒度粗，分选均匀，渗透性好，平均孔隙度18%，平均渗透率61.7×10^{-3}～108.5×10^{-3}二次方微米。此砂体常相变为前三角洲泥岩或粉砂岩，由于储集条件好，又有理想的遮档条件，是有利的含油相带。如城华地区的延9油藏（华35井）的储集层就是这种砂体。

在延9油层在全区所发现的60个含油区块中，有57个含油区块的储集层属于分流河道及三角洲前缘砂体，占总含油区块数的95%。

2.孔隙结构特征[2]

(1) 孔隙结构分类　应用矩法计算出孔隙结构参数，然后与油层渗透率（K）、孔隙度（ϕ）、孔渗比（K/ϕ）等参数进行电算回归，优选出压汞排驱压力（P_d）、中值压力（P_{50}）与喉道均值（$\overline{X}$），分选系数（σ）、变异系数（$\sigma/\overline{X}$）、均匀系数（σ/S_{200}）等六项参数，该六项参数与渗透率关系密切者，为孔隙结构参数研究的基础参数。典型关系曲线如图1-7-1、图1-7-2。

---

[1] 黄忠信等,1980,陕甘宁盆地南部侏罗系油气资源初步评价。

[2] 宋志道等，1981，长庆油田延安组储集层孔隙结构研究。

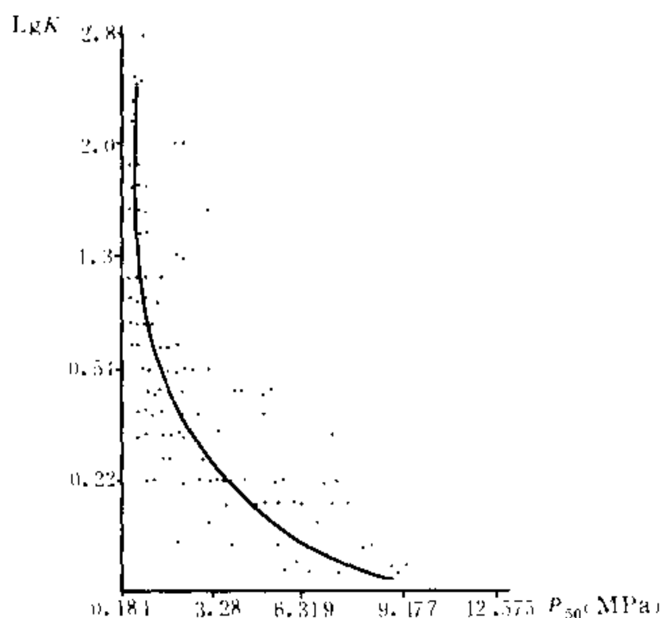


图 1-7-1 鄂尔多斯盆地侏罗系储集层渗透率与中值压力关系图

用上述六种参数，结合铸体，以Q型群分析方法进行孔隙结构分类，共分成三大类十亚类。三大类主要以均匀系数为主，结合其它参数予以划分。十亚类，以喉道均值、分选系数、孔隙平均截距等参数划分。其命名原则是喉道分四级，粗喉道>2微米、细喉道2～0.6微米、微细喉道0.6～0.3微米、微喉道<0.3微米；孔隙分三级，大孔隙直径>30微米、中孔隙30～20微米、小孔隙<20微米。具体分类结果见图1-7-3及表1-7-1。

(2) 孔隙结构特征　延安组油层孔隙结构有三大特点：

1) 物性与喉道分选成反比（图1-7-2），即渗透率越高喉道均匀程度越差，水驱油效率随之而降低。

2) 喉道分布属正偏态粗歪度，而孔隙分布属负偏态细歪度。孔隙贡献主峰区与渗透率贡献主峰区基本一致，尤其高渗透层的符合程度更好，说明目前所测空气渗透率主要由少数大喉道所提供。

3) 有效孔喉半径与渗透率大小间成正变关系，即渗透率愈高含油有效孔喉半径越大，这一点与加拿大帕宾那油田卡迪母砂岩储集层是一致的。

(3) 孔隙结构分类的应用

1) 孔隙结构类型不同，对应的最小含油孔喉半径亦不同，其变化规律是从II_a～II_e，含油半径逐渐变小。其纯油带高程随之抬高，也就是说，含油半径越小，油水过渡带越高，纯油带高度减小。含油半径愈大，油水过渡带愈低，纯油带高度愈大（表1-7-2）。

2) 各类储集层的含油饱和度随渗透率的增大而提高，为正相关。但渗透率高到一定程度之后，含油饱和度有下降趋势（表1-7-3）。

我们将含油饱和度值与孔隙度的乘积（$S_o\Phi$）定义为储油系数，表示储集岩的含油饱满程度，它与试油产量是正相关趋势（图1-7-4）。

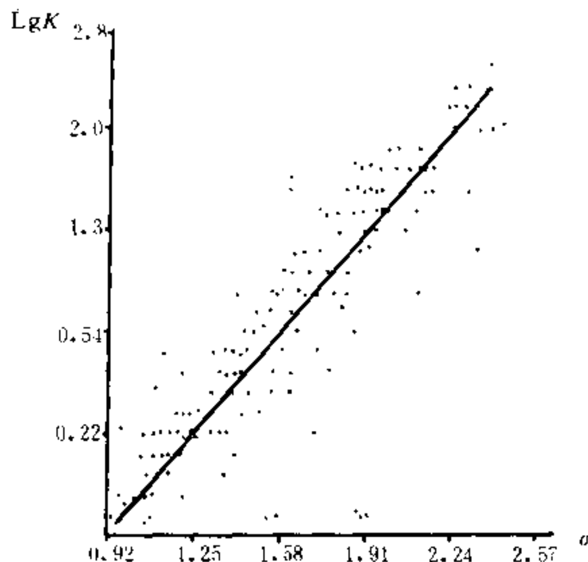


图 1-7-2 鄂尔多斯盆地侏罗系储集层渗透率与分选系数关系图

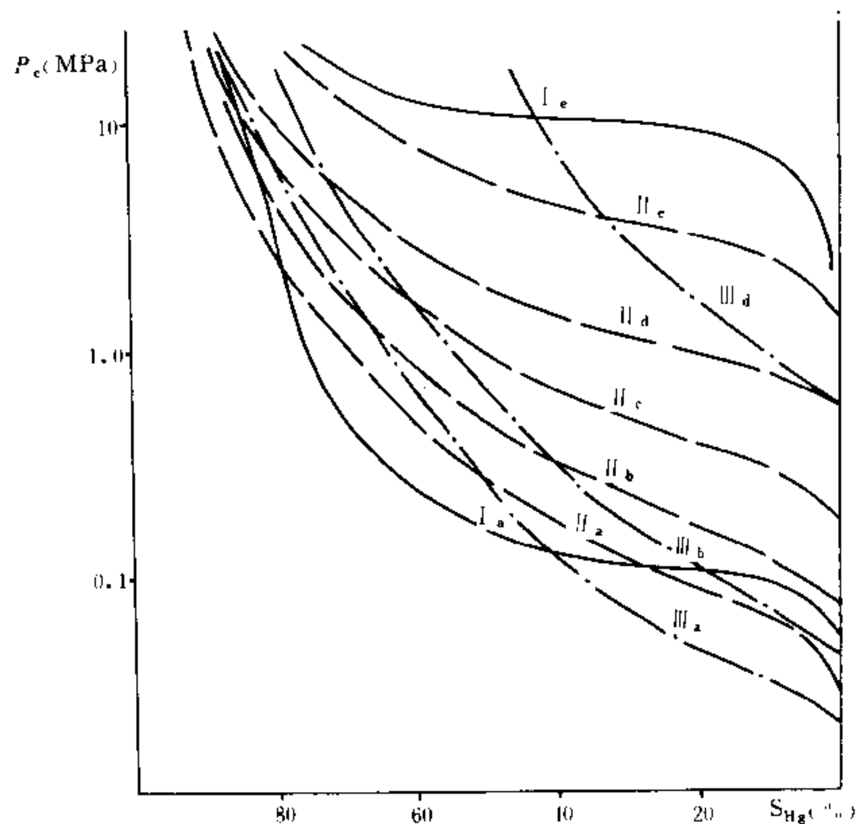


图 1-7-3 鄂尔多斯盆侏罗系储集层各类孔隙结构典型毛管压力曲线

表 1-7-1 孔隙结构分类表

<table>
<tr><th rowspan="2">类型</th><th rowspan="2">均匀系数</th><th colspan="2">亚类</th><th rowspan="2">喉道半径平均值(μm)</th><th rowspan="2">喉道分选系数(σ)</th><th rowspan="2">主要分布区</th></tr>
<tr><th>名称</th><th>性质</th></tr>
<tr><td rowspan="2">较均匀孔喉型 I</td><td rowspan="2">2.15~0.68</td><td>大孔粗喉型(I_a)</td><td>有效层</td><td>7.2~2.5</td><td>2.0~1.2</td><td rowspan="2">红井子
摆宴井</td></tr>
<tr><td>小孔微喉型(I_c)</td><td>非储集层</td><td>0.08</td><td>0.51</td></tr>
<tr><td rowspan="5">不均匀孔喉型 II</td><td rowspan="5">2.91~1.55</td><td>中孔粗喉型(II_a)</td><td>有效层</td><td>3.4~2.1</td><td>2.7~2.2</td><td rowspan="5">马岭油田、红井子、摆宴井</td></tr>
<tr><td>中孔细喉型(II_b)</td><td>有效层</td><td>2.1~1.2</td><td>2.5~2.0</td></tr>
<tr><td>小孔细喉型(II_c)</td><td>有效层</td><td>1.6~0.6</td><td>2.3~1.5</td></tr>
<tr><td>小孔微细喉型(II_d)</td><td>非有效层(马岭南区有效层)</td><td>0.6~0.24</td><td>1.8~1.3</td></tr>
<tr><td>小孔微喉型(II_e)</td><td>非储集层</td><td>0.3~0.07</td><td>1.5~0.7</td></tr>
<tr><td rowspan="3">混杂孔喉型 III</td><td rowspan="3">3.82~2.93</td><td>大孔粗喉型(III_a)</td><td>有效层</td><td>3.0~11.0</td><td>2.5~3.0</td><td rowspan="3">马岭油田、红井子、摆宴井</td></tr>
<tr><td>大孔中喉型(III_b)</td><td>有效层</td><td>1.5~2.3</td><td>2.2~2.5</td></tr>
<tr><td>小孔微细喉型(III_d)</td><td>非有效层</td><td>0.4</td><td>1.5~1.9</td></tr>
</table>

表 1-7-2　鄂尔多斯盆地侏罗系储集层孔隙结构类型与最小含油孔喉半径及油水过渡带关系表

项目＼类别		Ⅲa	Ⅱa	Ⅱb	Ⅱc	Ⅱd	Ⅱe
最小含油孔喉半径(μm)		0.936	0.587	0.577	0.552	0.486	0.22
油水过渡带高度(m)		21.8	34.8	35.8	37.0	42.0	92.0
纯油带最低点高程(m)	延 10^{1-4}	−277.04	−264.09	−263.09	−261.89	−256.89	⁄
	延 10^{5-11}	−289.2	−285.2	−284.2	−283.0	−278.0	⁄
	延 10^{12} 以下	−348.2	−335.2	−334.2	−333.0	−328.0	⁄

表 1-7-3　鄂尔多斯盆地侏罗系储集层渗透率与含油饱和度关系表

类别		Ⅲa	Ⅱa	Ⅱb	Ⅱc	Ⅱd	Ⅱe
渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)		>400	400～65	65～20	20～3.0	3.5～0.6	0.7～0.1
含油饱和度(%)	最大／最小		74.5／70.0	72.0／61.8	61.8／55.0	56／40.0	41.0
	选值	57	72.2	66.4	58.2	48.0	35.4
油柱高度(m)		21.8	34.8	35.4	37.0	42.0	92.3

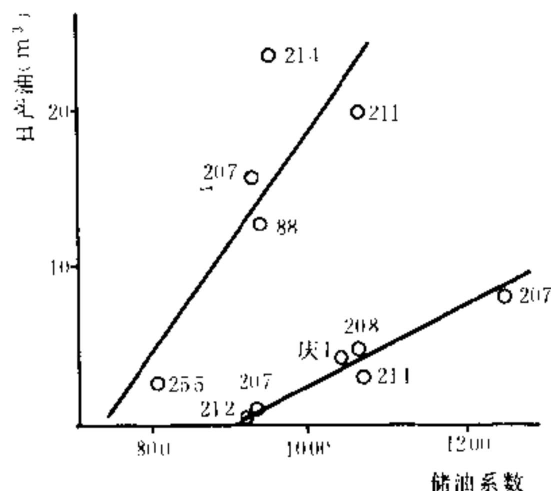


图 1-7-4　马岭油田中一区延 10 油层试油产量与储油系数关系图

3）储集层孔隙结构对试油、采油的影响

储集层孔隙结构的好坏，控制着含油饱和度的高低，影响着储集层内油水运动的规律，不同类型的孔隙结构在试油、采油动态上表现各异。

Ⅰ类储集层，孔喉较均匀，纯油段中试油结果，日产油 4 吨。采油初期一般不含水，预计无水采油期长，见水期晚。

Ⅱ类储集层，孔喉不均匀，孔喉分选较Ⅰ类差，但较Ⅲ类好。是本区的主要孔隙结构类型，其中$Ⅱ_a$类含油饱和度高（72.2%），试油日产一般在 8.5～25 吨，注水采油时见效快，但含水上升也快。$Ⅱ_b$、$Ⅱ_c$类含油饱和度稍低（58.2～66.4%），喉道分选较好但偏细，试油产量一般 8.5 吨／日，注水见效慢，含水上升也慢，开发效果稍好一些。

Ⅲ类储集层，属混杂孔喉型，高渗透、低含油饱和度，喉道分选系数大，均匀程度差，表现出试油产量高（25 吨／日），采油压差小，含水低，采用大压差生产就可能使油水同出

的情况提前发生，注水见效快，但含水上升也快。

*3.成岩后生作用*❶

1）马岭油田延10油层岩性分区性十分明显，中、北区是一套分选、磨圆较好的纯石英砂岩，南区是一套富含长石和岩屑，分选、磨圆较差的长石岩屑质石英砂岩。这种成分和结构上的差异对沉积期后的变化有重大影响，前者以胶结作用为主，后者以压实作用为主。

2）成岩早期延10砂层经历了压实作用，并有微粉晶团块状菱铁矿析出，由于油田南区压实作用的影响很大，砂层的孔隙性与渗透性已变得很差。而中、北区的纯石英砂岩，由于压实作用的影响轻微，仍保持了良好的孔隙性和渗透性。

3）至成岩晚期，油田南区延10砂层中发生了强烈的长石溶蚀和高岭土化作用，并产生了次生孔隙。在长石高岭土化过程中，进入溶液的 SiO_2 为石英次生加大提供了物质来源，故同时发生了石英的次生加大。由于前期的压实作用强烈，粒间孔隙已不发育，石英的加大作用受到空间的限制而发育不良。油田中、北区砂层在成岩晚期首先发生了石英次生加大，由于前期的压实作用较轻，粒间孔隙保持好，使石英的次生加大得以充分发育，在油藏外围贺旗凹槽一带构成了低渗透带。

4）次生溶蚀孔隙主要发育于油田南区延10砂层中。由于本区原生粒间孔隙被压实作用破坏严重，因而次生溶蚀孔隙构成了本区延10砂层中重要的储集空间。油田中、北区延10砂层中次生溶蚀孔隙也较发育，但由于原生粒间孔隙保存良好，因而次生溶蚀孔隙并无重要作用。裂缝性次生孔隙在油田全区均可见到。

5）由于铁白云石、石英，硬石膏和沥青在砂岩中的差异析出，构成了南一区向东地层上倾方向和油田中、北区向东地层上倾方向的重要封闭条件——成岩圈闭。它和沉积因素控制的岩性圈闭共同组成了油田东侧地层上倾方向的圈闭条件。

二、中生界三叠系❷

上三叠统延长组为盆地内另一含油岩系，已开发油田的数量居盆地内第二位。

1.原生储集条件及沉积类型

(1) 三角洲平原分流河道亚相砂体　是长2油层的主要储集砂体，岩性为中—中细粒长石砂岩，砂层累计厚度60～120米，单层厚度20米左右，物性相对较好，平均孔隙度15.69%，平均渗透率 30×10^{-3}～50×10^{-3} 二次方微米，最低的大于 10×10^{-3} 二次方微米，高者可达 97×10^{-3} 二次方微米。主要分布在盆地的东北部、西北部三角洲平原相带区。

(2) 三角洲前缘亚相砂体　是长6油层的主要储集砂体，岩性为中细粒长石砂岩，砂层累计厚度可达40～70米，单层厚度15～20米，储油物性不如分流河道砂体，但相对特低渗透储集层来说，仍具一定储集条件，平均孔隙度12.8%，平均渗透率一般 3×10^{-3}～5×10^{-3} 二次方微米，高者可达 5×10^{-3}～10×10^{-3} 二次方微米，且砂层分布较稳定，故油层面积较大。主要分布在湖盆周缘的三角洲前缘相带中，特别是盆地东北部的安塞地区，次生浊沸石溶蚀孔隙发育，是油藏主要集中分布区。

(3) 水下扇中扇砂体　是长6油层中另一储油相带，岩性为含砾粗砂岩、中粗砂岩及中砂岩，砂层厚度20～80米，平均孔隙度16%，平均渗透率 4.9×10^{-3}～7.4×10^{-3} 二次方微米。

---

❶郑瑞林等，1982，马岭油田延安组储集层成岩作用。

❷黄忠信等，1980，陕甘宁盆地三叠系延长统油气资源评价报告。

2.孔隙结构特征[1]

（1）分类参数的选择及分类结果的验证　用压汞法毛管压力曲线研究油层孔隙结构特征，是认识低渗油层的重要方法。为了正确表征储油层孔隙结构特征，总结以往经验，选择 r_D（最大喉道半径）、r_{50}（喉道中值）、r_0/r_{50}（孔喉均匀指数）、K/ϕ（渗透率／孔隙度＝渗滤指数）、ϕ_{75}（有效孔喉体积%）等参数作为分类标准，在人工分类后，又用电子计算机进行逐步判别分析、群分析用星座作图法进行了验证，最终将按孔隙结构将储层分为Ⅰ～Ⅳ类，Ⅰ类最好，余依次变差（表1−7−4）。

表1−7−4　鄂尔多斯盆地上三叠统延长组孔隙结构分类表

结构分类＼分类参数	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）		最大喉道 r_D (μm)	喉道中值 r_{50} (μm)	喉道均匀指数 r_D/r_{50}	渗滤指数 k/Φ	有效孔隙度（%）
	r_D/r_{50} 4.5−9	r_D/r_{50} 9−15					
Ⅰ	＞10	＞5	＞5	＞0.5	4.5−1.5	＞13	＞11
Ⅱ	0.7～10	0.5～5	1～5	0.05～0.5	＞2.5	5～60	7～13
Ⅲ	0.1～0.7	0.1～0.5	0.25～1	0.04～0.2	2～6	＜8	3.5～7
Ⅳ	＜0.1	＜0.1	＜0.25	＜0.1	2～10	＜8	＜3.5

（2）储集层孔隙结构特征

1）以微喉细孔为其总貌，但上部含油带有粗喉存在。

延长组储集层储集空间有粒间孔，晶间孔和层间孔三种类型。占有重要地位的粒间孔在上部含油段中，形态较为简单，多为三角形孔或多角形孔；在下部含油段则多为形态复杂、边缘呈港湾状的角孔。而且原始孔喉绝大部分已被粘土杂基充填，形成孔内有填质、填质中又有微孔的复杂面貌，导致多数孔径小于泥质质点。即使是孔隙结构较好的上部含油段，其平均孔隙截距也仅8.65微米，还没有泥质质点大。由此可见延长组储集层孔隙的微细程度于一斑。

连通各孔隙间的喉道，上部含油段较粗，下部含油段偏细（表1−7−5）。

表1−7−5　鄂尔多斯盆地上三叠统延长组上、下部含油段孔喉特征对比表

含油段＼参数	r_D (μm)	r_{50} (μm)	r_D/r_{50}	K ($10^{-3}\mu m^2$)	Φ(%)	K／Φ	Φ_{75}(%)
上部（长1～3）	3.74～4.66	0.47～0.56	7.96～8.32	8.64～10.16×10^{-3}	15.16～17.18	56.99～59.14	9.41～11.13
下部（长6～8）	0.3～0.87	0.09～0.14	3.00～9.67	0.43～2.41×10^{-3}	9.67～11.38	4.45～21.18	3.44～4.27

[1] 黄忠信等，1980，陕甘宁盆地三叠系延长统油气资源评价报告。

综上所述，延长组下部含油段的主体孔隙和连通喉道都偏细，属于“微喉细孔”。上部含油段的最大连通喉道不仅比下部含油段的粗得多，而且比其本身的平均喉道半径（4.20 微米）还要大，可以说是“粗喉细孔”。这是形成上、下两套含油段储渗差别的根本原因。

2）孔喉均匀程度差。

延长组孔隙和喉道的均匀程度都较差，尤以上部含油段的不均匀程度较为显著。最大孔喉截距（110 微米）是最小孔喉截距的 48.9 倍，与平均孔喉截距相比，相差 11.7 倍；最大喉道与喉道中值之比亦达 7 倍之多。即便是“微喉细孔”的下部含油段，最大孔喉截距与最小孔喉截距之间亦相差 10 倍以上，最大喉道与喉道中值之比亦达 3 倍之多。由此可见，孔隙大小悬殊喉道粗细显著，是延长组孔隙结构的又一特征。

3）渗透率与喉道均匀指数之间的关系。

从图 1-7-5 可以明显地看出，渗透率与喉道均匀指数之间存在着正反两种关系。具体地说，当渗透率小于 5×10^{-3} 二次方微米时，喉道均匀指数随渗透率的增大而增大，喉道均匀程度变差；当渗透率大于 5×10^{-3} 二次方微米时，喉道均匀指数随渗透率的增大而减小，喉道均匀程度变好。说明只要有少数较大的喉道存在，就可以提供 5×10^{-3} 二次方微米的渗透率，渗透率越大，则要求大孔喉的数目就越多。最大喉道与喉道中值间的差距越小，喉道均匀程度越高。这就是在渗透率与喉道均匀指数之间既存在正变关系，又有反变关系的原因。

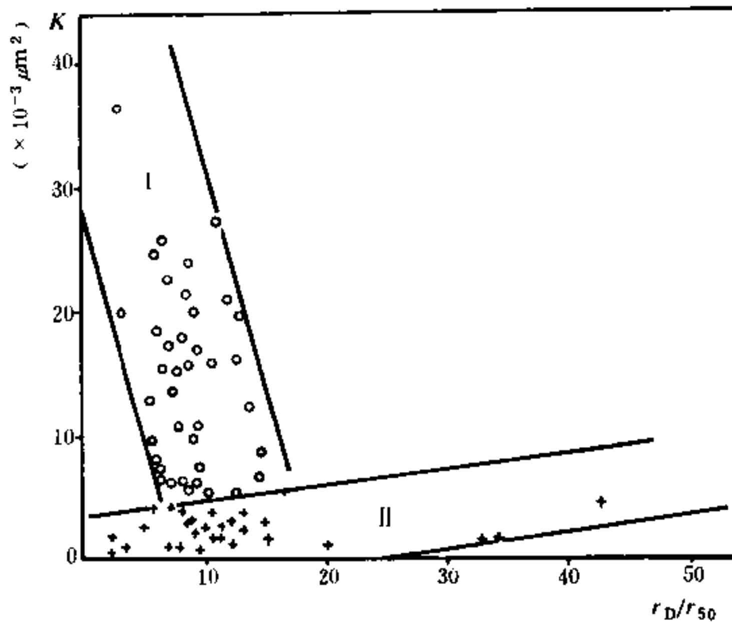


图 1-7-5　直罗油田长 1 油层渗透率与喉道均匀指数关系图

4）孔隙结构控制油水分布

大量的资料说明，延长组的油水关系是很复杂的，并不是通常的典型模式，而是随孔隙结构的变化而变化。在同一地区，不仅不同层的砂岩存在不同的油水关系，即使是同一层砂岩，其油水界面亦是不均一的，甚至可以出现自上向下随孔隙结构变好，含油情况变好的现象。资 3 井为例就是这样的例子（表 1-7-6）。

表 1-7-6 资 3 井孔隙结构参数与含油级别关系表

井 段 (m)	含油性	r_D (μm)	r_{50} (μm)	r_D/r_{50}	K (10^{-3} μm^2)	Φ (%)	K/Φ	$Φ_{75}$ (%)	储集层类别	试油结果	
										油 (t/d)	水 (m^3/d)
549.8～552	斑状	0.82	0.06	13.67	0.57	12.63	4.51	4.94	Ⅱ－Ⅲ		
552.8～555	斑状	3	0.25	12.0	2.38	13.6	17.5	7.19	Ⅱ－Ⅲ		
556～558.8	斑－不均	7.83	0.95	8.24	41.48	16.63	249.4	11.11	Ⅰ	8.6	17.84

同时庆阳井组长 6–8 油层组的喉道中值与残余含水饱和度的关系亦证实这一点，当喉道中值≥0.1 微米时，实验室分析的残余水饱一般都小于 20%。

5）孔隙结构受沉积条件的控制。

延长组的孔隙结构在纵向上的变化，印证了盆地内延长组沉积相的演化史。其总的趋势是以长 7 为中心向上、向下喉道变粗，均匀程度变差，有效孔隙度增大，常规物性变好。长 4+5 及长 9 两个油层组，虽然仅有 12 个样品，却也显示出孔隙结构变差的情况（表 1–7–7）。

表 1–7–7 鄂尔多斯盆地延长组沉积相与孔隙结构关系表

层位	r_D (μm)	r_{50} (μm)	r_D/r_{50}	K (10^{-3}μm^2)	Φ (%)	K/Φ	$Φ_{75}$ (%)	结构类别	主要储集层沉积相
长 1	4.66	0.56	8.32	10.16	17.18	59.14	11.13	Ⅰ	分流河道砂
长 2	3.74	0.47	7.96	8.64	15.16	56.99	9.41	Ⅱ	分流河道砂
长 4+5	1.52	0.3	5.07	1.10	9.62	11.43	6.54	Ⅲ－Ⅳ	三角洲前缘砂及浅湖砂
长 6	0.55	0.14	3.93	2.41	11.38	21.18	4.27	Ⅳ	三角洲前缘砂及湖相
长 7	0.3	0.1	3.00	0.43	9.67	4.45	3.44	Ⅲ－Ⅳ	浊积砂
长 8	0.87	0.09	9.67	0.74	11.41	6.49	3.94	Ⅲ	三角洲前缘砂及浊积砂
长 9	0.31	0.04	7.75	0.24	5.18	4.63	1.72	Ⅲ－Ⅳ	三角洲前缘砂及浅湖砂
长 10	3.19	0.41	7.78	12.19	11.27	108.16	7.79	Ⅱ	分流河道砂及三角洲前缘砂

在平面上，孔隙结构亦具有由盆地中心向边缘变好的特点，如里 6 井—环 30 井—环 20 井，就是一条孔隙结构变好的实际剖面（表 1–7–8）。

表 1–7–8 延长组平面不同沉积相的孔隙结构变化数据表

井 号	r_D(μm)	r_{50}(μm)	r_D/r_{50}	K(10^{-3}μm^2)	Φ(%)	K/Φ	$Φ_{75}$(%)	沉积相
里 6	0.23	0.06	3.83	0.23	9.5	2.42	2.82	深湖相砂
环 30	0.25	0.07	3.41	0.45	9.81	4.59	3.62	浊积砂端部
环 20	3.41	0.22	15.51	13.17	16.61	79.29	7.91	水下扇扇中砂

据统计，分流河道砂的孔隙结构最好，Ⅰ、Ⅱ类占绝对优势，仅少数样品为Ⅲ类；三角洲前缘相砂岩则以Ⅲ类为主，有部分属Ⅳ类；浊积砂以Ⅲ—Ⅳ类为多；水下扇扇中部位优于扇端部位，可以是Ⅱ类；浅湖、滨湖相砂岩多为Ⅳ类。

*3.成岩作用*❶

(1) 成岩作用与低渗透砂体的形成　在沉积作用的基础上，成岩作用是导致延长组低渗透砂体形成的主要原因。延长组低渗透砂体有两种类型：

1) 压实型低渗透砂体。主要是由于机械压实作用而形成的一种低渗透砂体。如广布于盆地中西部而又普遍含油的长 6、7 砂体，含油砂层厚 10～40 米，是一套粒度细、分选差、杂基含量高的浊积砂体，其主要岩性、物性列于表 1-7-9。

表 1-7-9　长 6、7 砂体的铸体薄片测定数据表

(阳 20、21 井 6 块岩芯)

岩性及物性		数据
粒度①		粉-细、细-粉、粉
白云岩屑(%)②		3.5
胶结物(%)③	铁白云石	1.6
	铁方解石	1.3
	石英	少量
岩心分析	孔隙度(%)④	10.9
	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)⑤	0.26
杂基，碎屑云母%⑥		20.4
机械压实后孔隙度(%)⑦＝④＋③		13.8
胶结物充填后孔隙度(%)⑧＝⑦－③		10.9
长石(%)⑨		15.4
面孔率(%)⑩	长石溶孔	1.7
	粒间孔	0.4
微孔隙(%)⑪＝④－⑩		8.8
备注	胶结物量(即孔隙被充填量)原始孔隙度 30%	

表 1-7-9 定量说明长 6.7 砂体在镜下可见的面孔率仅 2.1%（1.7+0.4），不足岩芯分析孔隙度（10.9%）的五分之一。其余 8.8%均为微孔隙。该砂体原始孔隙度 30%，机械压实后损失 16.2%，剩余 13.8%，胶结物充填后又损失 2.9%，实为 10.9%，其中再减去微孔隙 8.8%，最后剩余孔隙度仅 2.1%。孔隙演化说明，此类砂体的孔隙损失主要是由于压实作用

❶朱国华，1982，延长统低渗砂体和次生孔隙砂体的形成。

而造成的。

2）压实—胶结型低渗透砂体。发育于三角洲平原分流河道砂体及三角洲前缘砂体中，其主要岩性、物性列于表 1−7−10。

该砂体原始孔隙度 35%，机械压实后损失 13.6%，自生矿物析出充填后损失 8.9%，最后剩余孔隙度仅为 12.5%。由此可见除压实作用外，自生矿物的析出充填作用对此类砂体物性的影响，远较长 6、7 浊积砂体为大。延长组砂体中陆源碳酸盐碎屑及其成岩演化，是碳酸盐胶结物的主要来源，是形成此类低渗透砂体的十分重要的因素。

表 1−7−10　长 3^3 砂体薄片线测法数据表

（据剖 6 井等 81 块岩芯）

岩性及物性		数　　据
粒　　度①		粉−细、细−粉、细
碳酸盐碎屑(%)②		1.8
胶结物(%)③	铁白云石	0.23
	铁方解石	8.7
	石　　英	少　　量
杂基、碎屑云母(%)④		10.7
岩心分析	孔隙度(%)⑤	12.5
	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)⑥	0.73
机械压实后孔隙度(%)⑦＝⑤+③		21.4
胶结物充填后孔隙度(%)⑧＝⑦−③		12.5
备　注	胶结物量(即孔隙被充填量),原始孔隙度 35%	

（2）成岩期砂体次生孔隙的形成　延长组砂体富含陆源碳酸盐碎屑、不稳定的长石、火山岩屑等组分，成为中成岩期地下酸性水溶蚀的对象。延长组巨厚的生油岩和富含有机质的暗色泥岩中干酪根的热演化所释放出的大量 CO_2 降低了地层水中的 pH 值，使其成为酸性水。这些酸性水随泥岩压实进入相邻砂体，使砂体中的酸溶性组分发生溶蚀而形成次生孔隙。盆地南部共发现六个次生溶孔发育的砂体。

1）城华地区长 3^3 砂体铁方解石溶蚀型次生孔隙。位于城华地区南起悦 6 井、东至悦 9 井、北到剖 6 井一带约 40 平方公里的地区。砂体厚 17～40 米，油层厚 14～30 米，砂体中长石含量 40.4%，压裂试油获日产原油 3.5～10.7 吨。砂体向东、向南减薄尖灭，其主要岩性、物性列于表 1−7−11。

砂体中发育由碳酸盐溶蚀而成的次生孔隙兼有长石溶孔。原始孔隙度 35%，机械压实后降为 18.7%，碳酸盐胶结后降为 9.8%，碳酸盐胶结物溶蚀后恢复为 15.4%。

2）城华地区长 1^3 砂体长石溶蚀型次生孔隙。属三角洲平原分流河道砂体，厚 10～40 米，含油厚度 0～27.8 米。以细砂岩为主，富含长石，物性较好。产量较高的 4 口井，平均

渗透率 $2\times10^{-3}\sim5\times10^{-3}$ 二次方微米。最大渗透率 $9.4\times10^{-3}\sim20.4\times10^{-3}$ 二次方微米，压后日产油 3.7～20.8 吨。砂体中以发育长石溶孔为主，主要岩性、物性列于表 1-7-12。其特点是长石溶孔特别发育（7.8%），占总面孔率的 70%。这是本区长 1^3 砂体物性较好，产油量较高的重要原因。

表 1-7-11　溶蚀的长 3^3 砂体铸体薄片线测法数据表

（剖 6 井等 7 块岩芯）

岩性及物性		数　据
粒　度　①		粉-细、细-粉、细
碳酸盐碎屑(%)②		1.6
胶结物③	铁白云石(%)	0.2
	铁方解石(%)	3.1
	石　英(%)	少量
杂基、碎屑云母(%)④		9.8
岩芯分析	孔隙度(%)⑤	15.4
	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)⑥	1.05
机械压实后孔隙度(%)⑦=⑤+③		18.7
溶蚀前碳酸盐量(%)⑧		8.9
碳酸盐胶结后孔隙度(%)⑨=⑦-⑧		9.8
碳酸盐胶结物溶蚀量(%)⑩		5.6
碳酸盐胶结物溶蚀后孔隙度(%)⑪=⑨+⑩		15.4
面孔率	残留原生粒间孔(%)⑫	2.4
	长石溶孔(%)⑬	2.4
	粒间溶孔(%)⑭	5.6
微孔隙⑮=⑤-⑫-⑬-⑭(%)		5.0

注：原始孔隙度按 30%。

3）剖 20 井长 3 砂体碳酸盐—长石溶蚀型次生孔隙。属西部三角洲前缘砂体，剖 20 井砂层厚 15 米，含油段厚 6 米，压裂后日产油 32.5 吨，主要岩性、物性列于表 1-7-13。砂体溶蚀前碳酸盐平均含量 4.9%，但主要高渗透层的碳酸盐含量仅为 0.4%，碳酸盐胶结物

被溶去且基本消失殆尽。

表 1-7-12　华 78 井溶蚀的长 1^3 砂体铸体薄片测定数据表

(8 块岩芯)

岩性及物性		数　据
粒　度　①		细
白云岩碎屑(%)②		0.7
胶结物③	铁白云石(%)	1.6
	铁方解石(%)	0.1
杂基、碎屑云母(%)④		6.6
岩芯分析	孔隙度(%)⑤	16.0
	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)⑥	3.1
溶蚀前碳酸盐胶结物量(%)⑦		5.0
碳酸盐胶结物溶蚀量(%)⑧＝⑦－③		3.3
长　石　(%)⑨		42.0
面孔率	残留原生粒间孔(%)⑩	0.3
	长石溶孔(%)⑪	7.8
	粒间溶孔(%)⑫	3.3
微孔隙(%)⑬＝⑨－⑩－⑪－⑫		4.6
高　岭　石　(%)　⑭		4.0

4）安塞地区长 2 砂体碳酸盐胶结物溶蚀型次生孔隙。塞 1 井长 2 油层 563～645.5 米井段，岩性为中—细粒、细粒长石砂岩，为三角洲平原分流河道砂体，分选和储油物性良好，由铁方解石胶结物溶蚀而成的次生溶孔十分发育。平均孔隙度 17.8%，平均渗透率 54.71×10^{-3} 二次方微米，压裂后日产油 65 吨。塞 5 井长 2 砂层中铁方解石的溶蚀孔与此相似。

5）安塞长 6 砂体浊沸石胶结物溶蚀次生孔隙。长 6 砂体属三角洲前缘相。此类砂体的孔隙是由浊沸石发生溶蚀而成，其孔隙度可达 10～15%，镜下可见面孔率达 7～8%，渗透率 1×10^{-3}～5×10^{-3} 二次方微米。安塞油田长 6 油层孔隙均属此种类型,压裂后日产油 8.5～46.7 吨。子长油田的很多渗透性砂岩的孔隙成因也属此种类型。

其孔隙演化为：原始孔隙度 35%，经压实、绿泥石薄膜析出、压溶、石英、长石加大等作用后降为 17.4%，浊沸石、碳酸盐充填后降为 7.12%，浊沸石、长石溶蚀后上升为 12.96%，增长了 5.84%。

6）镇原剖14井长6砂体碳酸盐胶结物溶蚀次生孔隙。剖14井长6三角洲前缘砂体中碳酸盐胶结物的溶蚀一再沉淀作用显著，有多层铁方解石胶结物富集的致密层，其下部常为泥质岩夹层，向底部过渡为铁方解石被溶蚀的，储油物性较好的含油砂层。

表1-7-13　剖20井溶蚀的长3砂体铸体薄片测定数据表

(13块岩芯)

岩性及物性		数　据
粒　度　①		细、中-细
白云岩屑(%)②		0.2
胶结物(%)③	铁白云石	0.1
	铁方解石	0.1
杂基、碎屑云母(%)④		2.9
岩芯分析	孔隙度(%)⑤	13.8
	渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)⑥	6.2
溶蚀前碳酸盐含量(%)⑦		4.9
碳酸盐溶蚀量%⑧＝⑦-③-②		4.5
长　石(%)⑨		13.9
高 岭 石(%)⑩		0.3
面孔率	残留原生粒间孔(%)⑪	0.8
	长石溶孔(%)⑫	4.4
	粒间溶孔(%)⑬	4.5
微孔隙%⑭＝⑤-⑪-⑫-⑬		4.1

三、上古生界二叠、石炭系

1.原生沉积类型及储油物性●

(1) 上石盒子组砂岩储集层　上石盒子组底部砂岩较发育，划分为盒1、2、3油层组，砂岩富含长石、岩屑，并见大量火山喷发物及数层凝灰岩。该储集层主要分布在盆地北部及西缘，属河流、三角洲或水下扇沉积，砂岩累计厚度40～80米，孔隙度8～16%，渗透率1×10^{-3}～3×10^{-3}二次方微米，目前已在任4、伊深1井获工业性气流。

(2) 下石盒子组砂岩储集层　该组由厚层块状含砾粗-细粒长石岩屑质石英砂岩、岩屑砂岩及石英砂岩组成，划分的盒4、5油层组。该储集层分布于大水坑—定边—靖边—蒲县以北的冲积平原相区。发育四条南北向的古河道，目前已在西部两条古河道砂岩中获得工业性气流。砂岩累计厚度30～80米，渗透性砂岩厚20～30米，孔隙度10～16%，渗透2×10^{-3}～

●陈安宁，1985，陕甘宁盆地上古生界岩相古地理专题研究报告。

60×10^{-3} 二次方微米。

(3) 山西组砂岩储集层　根据沉积旋回划分为山 1、山 2 两个油层组，储集层主要分布在马家滩—靖边—蒲县以北。为河流、三角洲分流河道及三角洲前缘砂体。河流相为块状含砾粗长石岩屑质石英砂岩。分流河道及三角洲前缘砂体为中厚层中细粒砂岩。砂层一般厚度 20～50 米，孔隙度 6～12%，渗透率 0.3×10^{-3}～5×10^{-3} 二次方微米。本组在盆地西缘冲断带的图东 1、刘庆 1 井获工业性气流。

(4) 太原组砂岩储集层　按照沉积旋回可分为太 1、太 2 两个油层组。该储集层在盆地西部，主要为潮坪沙坝、潮沟砂体及河口潮汐三角洲砂体。岩性以分选良好的中细粒纯石英砂岩为主，砂岩厚 10～30 米，孔隙度 3～13.5%，渗透率 0.5×10^{-3}～148×10^{-3} 二次方微米。盆地东部及东南部主要为滨海沙坝、滨岸席状砂及小型河流三角洲砂体，其中以薄层席状砂最为常见，岩性为中细粒纯石英砂岩，厚 5～10 米，孔隙度 8～9%，渗透率 9×10^{-3}～31.4×10^{-3} 二次方微米。该层已在西缘掩冲带的图东 1、任 5 两口井 4 个层中获得气流。尚不具工业价值。盆地东部也有镇川 2、米 1、鱼 1、铺 1 四口井在该层获得气流。

*2.孔隙结构类型*❶

(1) 孔隙结构分类　据 21 口井 244 块压汞及 100 块铸体资料，按孔隙结构参数，将上古生界储集层分成四类（表 1–7–14、1–7–15）。

表 1–7–14　鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层分类压汞参数表

项目 类型	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	孔隙度 (%)	渗透率/孔隙度	排驱压力 (MPa)	喉道半径中值 (μm)	孔隙分选 (Φ)	相对分选	压力为 300kg 时累积进汞量(%)	样品数
Ⅰ	＞100	21～13	50～3	＜0.05	＞2	＞2.2	＞0.3	＞85	27
Ⅱ	100～10	18～11	5～0.6	0.05～0.15	1～2	2.0～1.9	0.2～0.3	75～85	45
Ⅲ	10～0.4	18～10	1.8～0.1	0.18～0.2	0.8～0.3	2.0～1.3	0.15～0.2	50～85	53
Ⅳ	＜0.4	10～4	＜0.1	＞0.7	0.5～0.1	2.0～1.2	0.11～0.15	25～80	

表 1–7–15　鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层分类铸体参数表

项目 类别	最大孔隙直径 (μm)	平均孔隙直径 (μm)	孔隙分选 (Φ)	面孔率 (%)	样品数
Ⅰ	900～200	70～30	100～20	16～5	14
Ⅱ	890～20	70～20	94～17	10～1.3	18
Ⅲ	655～17	70～15	90～5	5.1～0.3	20
Ⅳ	277～6	25～5.5	40～4.4	2.8～0.1	37

❶王少昌等，1985，陕甘宁盆地上古生界煤成气形成条件及勘探方向。

(2) 孔隙结构特征

1) Ⅰ类粗喉大孔型：这类结构类型具有孔隙大、喉道粗、分选好的特点。表现在毛管压力曲线的排驱压力低（一般小于0.05兆帕），曲线具有一明显平台，平均喉道半径大于2微米，最终进汞量大于80%，孔隙度13～21%，渗透率大于100×10^{-3}二次方微米。属于这一类型的储集层有横山堡一带太原组滨海砂岩及下石盒子组部分河道砂岩，如任11井盒5储集层（图1-7-6）。

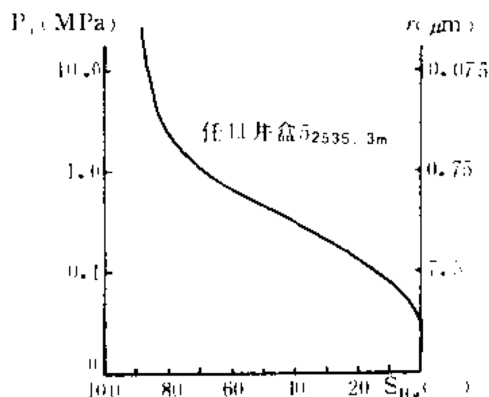


图1-7-6 鄂尔多斯盆地下石盒子组粗喉大孔型砂岩储集层典型毛管压力曲线图

2) Ⅱ类中细喉含大孔型：这类结构的特点是除少数大孔隙外，一般孔隙均比较小，尤其是其连通喉道与Ⅰ类相比大为减少。表现在毛管曲线上（图1-7-7）排驱压力增高为0.05～0.1兆帕，平均喉道半径减小为1～2微米，曲线虽然也存在一个平台，但从渗透率贡献值分析，渗流空间明显较Ⅰ类宽，表明孔喉的分选要差一些，但最终进汞量还是较高，达75～85%。表明这类孔隙系统是较好的，平均孔隙度11～18%，平均渗透率10×10^{-3}～100×10^{-3}二次方微米。蒲县一带太原组石英砂岩为此类的典型。横山堡地区的太原组中亦能见到此类孔隙结构。在西缘冲断带及乌兰格尔凸起南侧的山西组和下石盒子组内也发现了此类结构的储集层。

3) Ⅲ类细喉中孔型：这类储集层的孔隙特征为缺乏大的孔隙，孔隙间的喉道窄小。表现在毛管压力曲线上（图1-7-8）排驱压力高，达0.1～1兆帕，曲线的平台段短，表明其喉道分选差，平均喉道半径小，为0.3～0.8微米，最终进汞量变化大，为68～89%。铸体薄片观察未见大的孔隙，电镜扫描可以见到颗粒间通常以紧密的缝状孔道相接。其孔隙度10～18%，渗透率1×10^{-3}～10×10^{-3}二次方微米。这类储集层多为河流、三角洲沉积砂体，西缘中石炭统砂岩多属之。

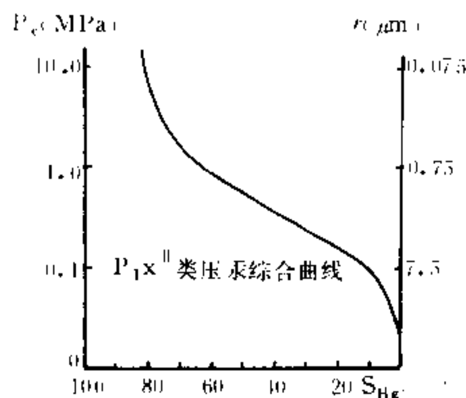


图1-7-7 鄂尔多斯盆地太原组中—细喉含大孔型砂岩储集层典型毛管压力曲线图

4) Ⅳ类细喉小孔型：这类储集层孔喉连通性极差，在毛管压力曲线上（图1-7-9）表现为高排驱压力（大于1兆帕），曲线无宽的平台，分选差，平均孔喉半径极小（0.1～0.5微米），最终进汞量极低（25～80%）。孔隙度4～10%，渗透率小于0.4×10^{-3}二次方微米。此类储集层主要见于盆地东部河漫沉积及南部的滨浅湖沉积，多为粉细粒长石质或岩屑质石英砂岩，颗粒细，杂基含量特高。

*3.砂岩的成岩作用及其对孔隙的影响*❶

(1) 早期沉积物压实阶段（$R_o<0.5\%$） 这个阶段主要为机械压实作用降低原始粒间孔。上石盒子组—太原组砂岩，因受沉积相、物源方向和水动力条件的控制，其沉积母质成分结构及陆源杂基、同生期胶结物、柔性碎屑、可溶性组分等的含量变化很大。因此导致压实强度极不均匀，压实后粒间剩余孔隙相差悬殊。太原组滨海相砂岩成分纯，石英含量近100%，同时分选好，杂基含量低，颗粒的支撑作用强，压实程度低，压实后粒间余孔可达8.5～18.2%。山西组在盆地北部及西部属河流、三角洲相沉积。下石盒子组在盆地西部及北部河流相砂岩分布广泛，厚度大。这两个组的砂岩由于杂基、长石岩屑普遍增多，经压实后原始孔隙大为降低，但两组地层在纵向上都有低杂基粗中粒石英砂岩及砾状石英砂岩分布，压实后粒间余孔仍有9.23～14.62%。上石盒子组在盆地西部也见有低杂基长石质石英砂岩，压实后粒间余孔亦可达9.6～12%。

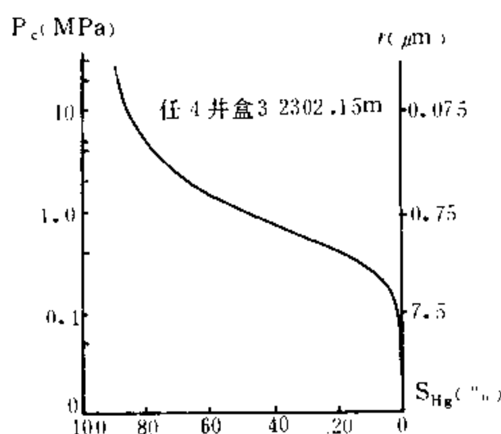


图 1-7-8 鄂尔多斯盆地上石盒子组细喉中孔型砂岩储集层典型毛管压力曲线图

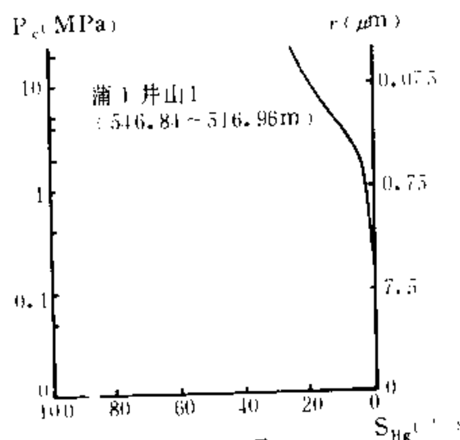


图 1-7-9 鄂尔多斯盆地山西组细喉小孔型砂岩储集层典型毛管压力曲线图

(2) 中期溶蚀胶结阶段（R_o为0.5～1.25%） 随着沉积物埋深加大，有机质热解生成CO_2及其它有机酸，CO_2溶于水形成碳酸。因此这一阶段的孔隙水一直处于酸性条件，使砂岩中的水云母粘土、火山物质及长石等不稳定组分溶蚀为高岭石，并在高岭石晶体间形成细小晶间孔。上石盒子组—太原组砂岩中的高岭石，几乎都是成岩蚀变矿物，在那些保存大量原生粒间孔的砂岩内，由于高岭石晶体颗粒大而喉道粗，仍保持了很好的连通性。石盒子组砂岩含较多可溶性火山物质、长石等，经溶蚀淋滤可形成长石粒间孔、铸模孔、水云母收缩溶蚀孔等次生孔隙。

按照成烃模拟，R_o0.5～1.25%时，是油气兼生的重要阶段。可这一时期恰巧又是大量溶蚀孔产生和原生粒间孔定型阶段，无疑对油气储集是极为有利的。

(3) 晚期碳酸盐胶化阶段（R_o1.25～2.5%） 成岩晚期，烃类已经达到成熟阶段，脱羧基作用减弱，孔隙水中CO_2减少，并变为碱性，这就为碳酸盐矿物的交代创造了介质条

❶郑瑞林,1985,陕甘宁盆地上古生界储集层成岩作用.

件，因此晚期碳酸盐交代作用非常剧烈，长石残晶、泥质岩岩屑、水云母、高岭石等粘土矿物吸附碳酸盐离子，并与其中的钙、镁、铁等元素直接进行交代，形成各种碳酸盐矿物，如铁方解石、铁白云石、菱铁矿等。碳酸盐的交代对长石粒内孔、高岭石晶间孔等有部分充填作用，而对原生粒间孔影响小。故成岩晚期储集空间的变化微小（图 1-7-10）。

四、下古生界及中上元古界❶

鄂尔多斯盆地的中上元古界、下古生界碎屑岩主要发育于长城系、中部古隆起区的蓟县系以及西缘的中奥陶统。

陇县、华亭、贺兰山、桌子山一带的中元古界长城系黄旗口群，主要为一套石英岩，厚 300～400 米，岩石均已轻微变质，致密坚硬，无储集性能，且其下伏地层无生油能力。地台中部古隆起带上的庆深 1 井，蓟县系厚 310.5 米，其中的砂岩主要为细粒纯石英砂岩，石英颗粒普遍次生加大，以次生胶结为主，致密坚硬，储集性能很差，孔隙度 1～2.4%，渗透率 1×10^{-3}～0.1×10^{-3} 二次方微米。

盆地西缘的中奥陶统，主要为一套地槽型的沉积岩系（类复理石），具有砂岩、页岩、碳酸盐岩及火山凝灰岩频繁交替的具粒级递变特征的韵律层，厚 1000 米左右。一般来说，其砂岩厚度不大，储集性能也不好。如陇县五个凝灰质砂岩样品的孔隙度为 1.08～4.47%，渗透率一般为 0.01×10^{-3} 二次方微米，最高 0.31×10^{-3} 二次方微米。但在宁夏固原贺家川、环县石板沟一带，砂层增多变厚，表现为"近源"浊积砂岩特征。贺家川剖面砂岩厚达 227.1 米，占总厚的 65%。石板沟中奥陶统上部的砂岩也厚达 174 米。主要为石英含量中等的石英杂砂岩。据国外资料，这种"近源"浊流砂岩体粒度适中，孔渗性好，厚度大，是良好的储集层，特别是中奥陶统的主要生油层集中于剖面下部，上部出现的砂岩储集层就具有更为重要的意义。

第二节　海相碳酸盐岩储集层❷

一、碳酸盐储集层的储集空间类型

鄂尔多斯盆地中，上元古界、下古生界及部分上古生界主要为碳酸盐岩储集层。

常见的孔隙有 14 种，其储渗意义各不相同，现择其主要者简述如下：

1.晶间孔隙

主要发育于粗粉晶以上的白云岩中，晶间孔受白云岩晶面所限，成多面体状，大小在 10～200 微米之间；晶间隙成狭长的缝状，宽度在 1 微米左右，为晶间孔的喉道。这是一种极其重要的储集空间类型。

寒武系、奥陶系及石炭系的晶间孔隙主要赋存于次生白云岩中。高镁海水的回流渗透，使下伏石灰岩白云岩化，是这种晶间孔形成的主要机理。中元古代海洋与大气的性质，可能与早古生代不同，海洋中原始沉积物有可能是白云岩。经重结晶作用形成晶间孔隙发育的蓟县系碳酸盐岩。

这种白云岩多发育于本区南部、中部及东部，主要发育层段为下奥陶统马家沟组，上、中寒武统及蓟县系。

---

❶张吉森等,1983,陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价总结报告。

❷张吉森等,1983,陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价总结报告。

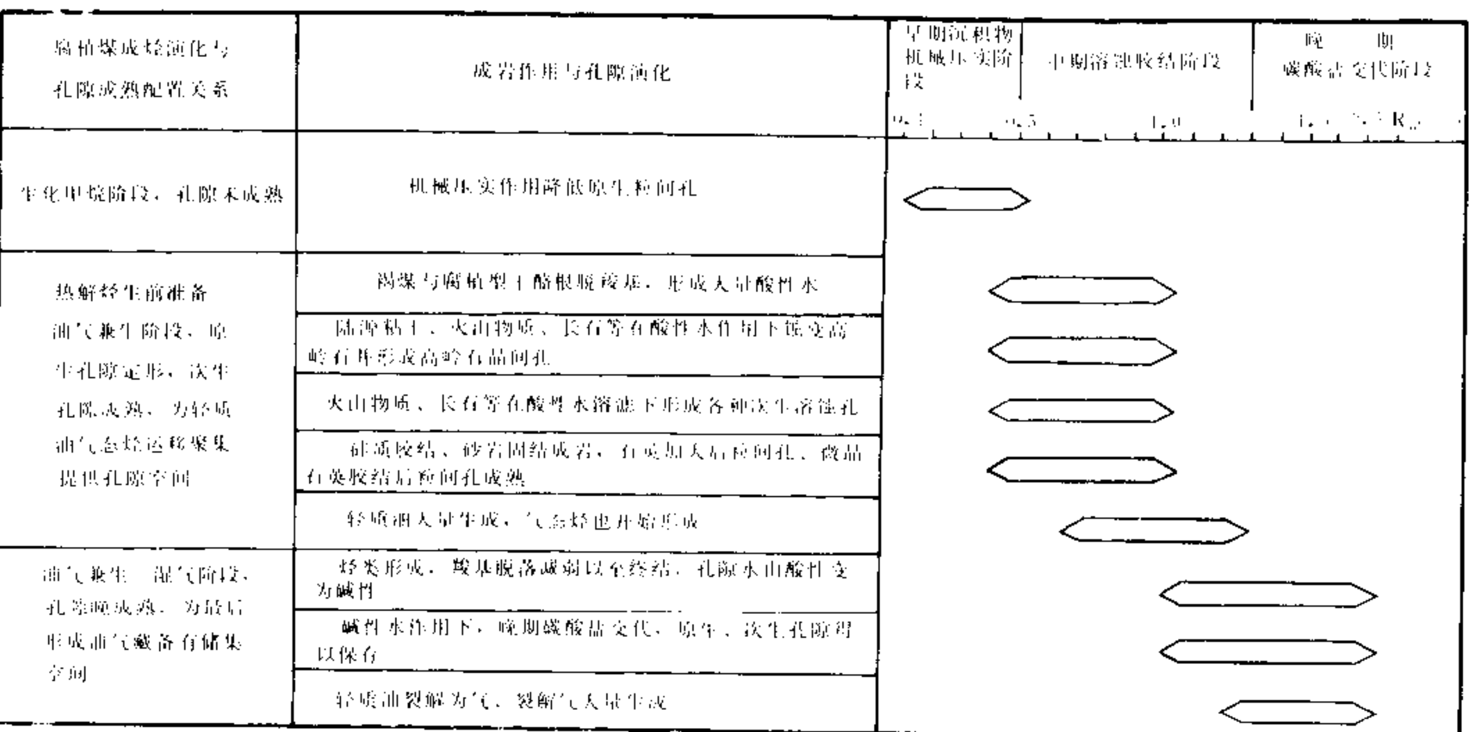


图1-7-10　鄂尔多斯盆地上古生界砂岩孔隙演化成岩作用阶段划分示意图

根据我国西南地区的勘探经验，只有当白云岩晶间孔的喉道半径大于 400Å（0.04 微米）时，对天然气的储渗才有意义。压汞实验表明，本区南部下古生界晶间孔白云岩的孔隙与喉道半径在 600～18000Å（0.06～1.8 微米）之间。对天然气储集来说，这种孔隙是有效的。

必须指出，与国内外好的碳酸盐岩晶间孔储集层相比，本区的孔隙度和渗透率普遍较低，其后期溶蚀改造又很微弱。有人在 1962 年对阿拉伯地台上侏罗统白云岩化的碳酸盐岩储集层进行研究后指出：当白云石含量达 75%时表现出临界控制作用；白云石含量达到 77%时，有效晶间孔隙开始发育；白云石含量达到 80%时，孔隙度达到最大值；在白云石超过 90%以后，孔隙度和渗透率均降低；当白云石含量达到 95%时，岩石基本上不渗透。本区下古生界次生白云岩的白云石含量大多超过 90%，这对晶间孔隙的发育十分不利。尽管如此，与其它孔隙类型相比，晶间孔隙仍不失为本区下古生界、中上元古界最重要的孔隙类型。

2.粒间孔隙

粒间孔隙主要发育于高能相带的亮晶颗粒岩。其分布受沉积相带控制，主要形成于台地边缘浅滩环境中。本区奥陶系较为发育的亮晶石灰岩，主要集中于两个地区。一是陇县马家沟期浅滩相的亮晶藻屑砂屑灰岩，厚 162.07 米，占总厚的 31.22%；二是泾阳中奥陶统台地边缘浅滩相亮晶砂屑灰岩，厚 278.66 米，占总厚的 58.48%。寒武系的亮晶颗粒岩，主要发育于中寒武统上部的张夏组中（表 1−7−16）。

表 1−7−16　张夏组亮晶鲕粒灰(云)岩厚度统计表

剖面或井号	组　厚　(m)	亮晶颗粒灰(云)岩厚度(m)	占组厚(%)
河　津	142.0	125.0	88.03
清水河	107.8	38.80	35.53
岐　山	228.98	75.65	33.0
陇　县	183.0	56.95	31.13
耀参 1	148.0	76.21	51.44
青龙山	147.9	32.0	21.64
天深 1	87.6	2.0	2.28
任　3	265.0	27.3	10.3
桌子山	248.4	54.0	21.74

值得注意的是，目前无论从地面样品或井下岩芯所见的亮晶颗粒岩的粒间孔隙均不发育，多已为胶结物充填，储渗性能很差。如陇县马家沟统的亮晶藻屑砂屑灰岩的孔隙度只有 0.19～0.66%，渗透率小于 0.01×10^{-3} 二次方微米。泾阳中奥陶统亮晶砂屑灰岩孔隙度 0.13%，渗透率仅 0.01×10^{-3} 二次方微米。礼泉上寒村寒武系张夏组经白云岩化的鲕粒白云岩孔隙度 0.61～1.95%，渗透率也只有 0.011×10^{-3}～0.033×10^{-3} 二次方微米。这种亮晶颗

粒岩沉积后的白云岩化，尤其是经过后期溶蚀改造，可以大大提高储渗性能。如平凉大台子张夏组具溶孔的鲕粒白云岩，孔隙度 1.47～9.19%，渗透率可达 $10.2\times10^{-3}\sim96.14\times10^{-3}$ 二次方微米。不过这已归入溶蚀孔洞的范畴了。

根据现代沉积考察及国外勘探经验，于高能相带形成的亮晶颗粒碳酸盐岩，必须经历一个在成岩早期暴露水面，遭受淡水淋滤的过程，才有可能形成粒间孔隙。鄂尔多斯盆地中晚元古代、早古生代处于浅水台地与深水陆棚的交汇地带，碳酸盐岩台地边缘的沉积应较发育。在如此广阔的地域和众多的层位中，不能排除在条件适宜的地带，有这种"露滩"存在的可能。

3.溶蚀孔隙

碳酸盐岩受淡水溶解可形成溶蚀孔隙。本区下古生界喀斯特发育程度不一，根据探井、水文地质、煤田钻孔及野外调查资料，可大致分为以下四个区域。

(1) 地台中部古隆起区　由于古地形极为平缓，构造活动微弱，喀斯特地形不发育。庆深 1、庆深 2 井在下古生界顶部均未见岩溶显示，电测亦未发现岩溶段。

(2) 西缘冲断带　在保留有中奥陶统砂、页岩的低断块上，溶蚀缝洞不发育。在中奥陶统被剥蚀，石炭—二叠系直接覆盖在下奥陶统石灰岩之上的高断块区，则有较为发育的溶蚀缝洞，如横山堡双庙附近水 1 孔，进入奥陶系顶面时有井漏，并放空 1.12 米。据任 2 井电测解释奥陶系有缝洞层 20 层，厚 165.2 米；共有 69 个层段漏失泥浆，于 1129.79～1132.25 米井段岩芯溶洞发育，最大者 3×1.5 厘米，并有裂缝与之相连，洞、缝内皆有泥浆侵入。

(3) 伊盟隆起南部　位于乌兰格尔古陆南坡，古地形高差大，岩溶较为发育。如伊 8 井奥陶系放空 0.6 米，漏失泥浆 24 立方米。

(4) 渭北隆起　为喀斯特洞缝最发育，研究也最为详细的地区。据近万口煤炭钻井资料，奥陶系顶面为一老年期的喀斯特准平原，其上零星地散布着溶蚀残丘和溶蚀漏斗。古地形高差一般 15～20 米，最大可达 70 米。其溶蚀孔洞分三层：

1) 顶面以下 20 米以内，常见沿高角度裂隙溶蚀扩大的溶缝和小溶孔，充填以铝土质泥岩或煤系混合物。一般认为属加里东晚期形成的溶蚀孔隙带，(图 1-7-11、1-7-12)。

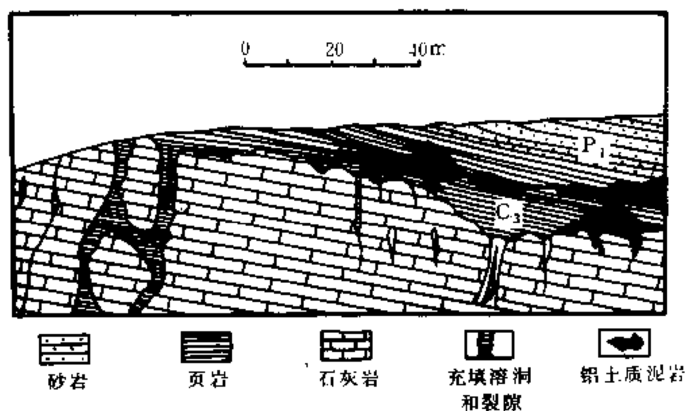


图 1-7-11　耀县桃曲坡水库工地溢洪道内马家沟组顶古岩溶素描图

2) 顶面以下 100 米至现代潜水面之上，常见较大规模的溶蚀孔洞层，一般未经充填，且干涸无水。如苏参 1 井 117.2～589.0 米井段钻遇大量溶洞，漏失严重。通常认为这一溶蚀层属燕山期产物。

3) 现代潜水面（铜川以东海拔 380 米，铜川以西海拔 450～540 米）亦有一较为发育的溶蚀层，赋存大量地下水，显然为近代所形成。

4.生物体腔孔

主要见于䗴、有孔虫、苔藓虫等生物房室内，系生物体腔、壳壁及其它颗粒间受溶蚀形成的粒内、粒间溶孔。多见于上石炭统太原组石灰岩的中部。

5.裂缝

(1) 裂缝的性质、产状及有关统计参数　碳酸盐岩当裂缝发育时，取出的岩芯大部分已经十分破碎，很难观察到裂缝的分布情况，而于较完整的岩芯中，见到的都是微裂缝。

按裂缝的性质可以分为构造缝、成岩缝、溶蚀缝三类。构造缝大部分为张性缝，个别为剪切缝；成岩缝有收缩缝、压溶缝、层间缝；溶蚀缝主要是地下酸性水溶蚀所形成的开启缝。

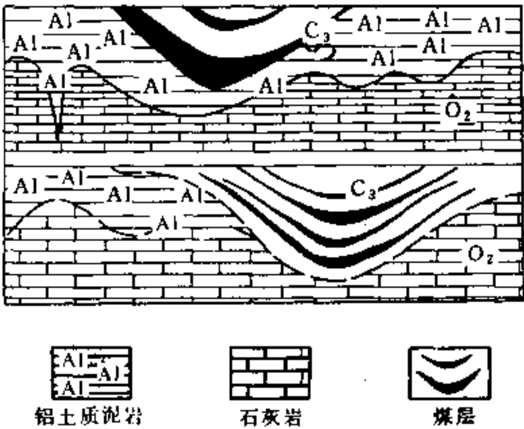


图 1-7-12　澄城煤矿巷道内马家沟组顶素描图

按裂缝的产状可分为垂直缝、水平缝、斜交缝及不规则缝。

裂缝体积率：以岩芯体积与裂缝体积之比为裂缝体积率。以洲 5 井为例，在长度为 15.02 米的岩芯中 562 条裂缝的体积，约占岩芯体积的 3～4%。

有效裂缝体积率：以岩芯体积与未充填或半充填之裂缝体积之比为有效裂缝体积率。以洲 5 井为例，在 562 条裂缝中未充填—半充填的有 391 条，裂缝有效体积率只占 2.67%。

含气裂缝率：以岩芯总体积与含气裂缝体积之比为含气裂缝体积率。仍以洲 5 井为例，岩芯出筒时有气显示的 178 条，占岩芯体积的 0.98%。

(2) 裂缝的层位分布　中上元古界、下古生界以构造裂缝为主，分布于本区西缘冲断带和渭北隆起，其发育程度受燕山期的断裂系统所控制。目前钻井取芯所见的构造裂缝多已为白云质、灰质或硅质所充填，部分张性裂缝中，充填有淡水白云石。如环 14 井奥陶系长 36.66 米的岩芯中，共有构造裂缝 814 条，平均密度为每平方米 21.1 条，其中只有 6 条属半充填，占总数的 0.74%，余皆为灰质所充填。本区下古生界探井取芯收获率较低，在断裂破碎带中甚至取不到岩芯，泥浆渗漏现象及电测解释的裂缝段，应为井下存在未经充填的构造裂缝密集段的直接标志。

上古生界以上石炭统太原组石灰岩储集层中裂缝最为发育，尤以东大窑石灰岩段有效裂缝条数多，平均每米高达 80 条。从地区看，以洲 5 井有效裂缝所占总裂缝数百分比较高，东大窑石灰岩段、斜道石灰岩段、毛儿沟石灰岩段均在 80%以上（表 1-7-17）。

表 1-7-17　太原组各段有效裂缝统计表

层位		平均每米有效缝条数		有效缝（%）	
组	段	洲 3	洲 5	洲 3	洲 5
太原组	东大窑石灰岩		80.4		82.1
	斜道石灰岩	18.2	15.8	30.43	80.2
	毛儿沟石灰岩	36.0	20.2	68.9	87.0
	庙沟石灰岩	29.8		36.0	

(3) 裂缝与岩性的关系　从上石炭统太原组取芯统计（洲5井）中可以看出，由于岩性不同，裂缝发育程度的差别是很大的。

生物灰岩：岩芯长6.17米，有裂缝272条，占太原组总裂缝的48.4%，平均每米44.1条，裂缝长度一般3～32厘米。垂直缝最发育，其中最长的63厘米。次为斜交缝与不规则缝，但长度、宽度都较小。

含泥泥晶生物灰岩：岩芯长6.47米，见裂缝116条，占太原组总裂缝的20.6%，平均每米17.9条，裂缝长度一般0.3～36厘米，仍以垂直裂缝最发育，最长者可达50厘米，宽度一般0.1～0.5毫米。次为水平缝及不规则缝。

泥质泥晶生物灰岩：岩芯长0.93米，有裂缝11条，占太原组总裂缝的1.95%，其中垂直缝10条，裂缝长5～26厘米，宽0.2毫米。

薄层泥岩、碳质泥岩、泥质粉砂岩，硅质岩等次要岩性，在总长1.51米的岩芯中，共有各种裂缝109条，以不规则缝为主，次为水平缝及斜交缝，长一般小于10厘米，宽0.1～0.2毫米。

从统计中可以看出，生物灰岩中裂缝最为发育，并以垂直裂缝最为常见（表1-7-18）。岩石中泥质含量增加，不利于裂缝的发育。

表1-7-18　洲5井太原组各种岩性裂缝发育情况

岩　性	裂缝数(条)	占总裂缝(%)	平均每米裂缝(条)	缝长(cm)	主要裂缝类型
生物灰岩	272	48.4	44.1	3～32	垂直裂缝
含泥泥晶生物灰岩	116	20.6	17.9	0.3～36	垂直裂缝
泥质泥晶生物灰岩	11	1.95		5～26	垂直裂缝
泥岩、硅质岩等	109			<10	不规则缝

(4) 含气裂缝特点　含气裂缝不受岩性控制，分布于石灰岩中92条，泥岩中10条，碳质泥岩中7条，泥质砂岩中7条，硅质岩与煤层中62条。可见不同岩性只要有裂缝都可以含气，但以石灰岩、硅质岩较常见。

含气裂缝不受裂缝类型的控制，已见含气裂缝中垂直缝50条、水平缝33条、斜交缝36条、不规则缝59条。各种性质的裂缝都有，但以垂直缝与不规则缝较多。

含气裂缝以裂缝宽度0.1～0.5毫米者为主，而大于0.5毫米以上的裂缝很少见气显示。可能是大裂缝气体在取芯作业过程中，容易散失之故。

6.缝合线

因压溶作用形成的缝合线是碳酸盐岩中最常见的构造之一。一般来说缝合线只起阻碍渗透的作用，但经后期溶蚀改造，特别是沿缝合线进行的白云岩化作用，使晶间孔隙发育的自形白云石沿缝合线富集，则提高了缝合线的渗滤能力。如环14井岩芯119处冒气点中，有26处为半张缝合线，占总数的21.8%。

二、成岩作用❶

❶杜天树等.1981.陕甘宁地区奥陶系碳酸盐岩成岩作用及其地质意义。

仅对奥陶系研究较多。本区奥陶系碳酸盐岩，由于成岩期充填再胶结作用，使大量孔隙被堵塞。成岩期形成的主要储集空间应该是：晶间孔、溶孔及溶洞等，现将各种孔隙演化过程叙述于后。

1.晶间孔

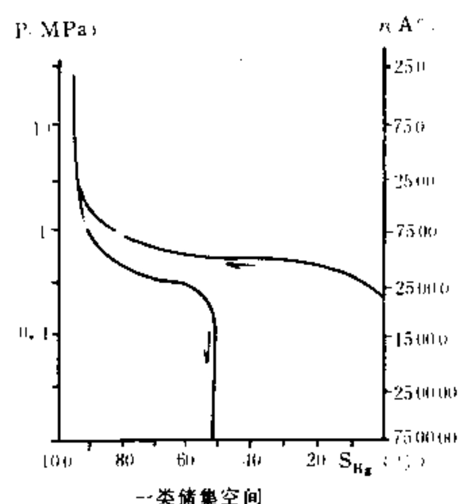
指白云石晶体支撑而形成的孔隙，又可分为粒间晶间孔、粒内晶间孔、体壁晶间孔、带状晶间孔等。本区晶间孔形成于成岩期各个阶段。早期成岩阶段所形成的晶间孔和粒间晶间孔，为油气储集的良好条件，渭北地区平凉组及马家沟组之白云岩晶间孔中常见沥青充填，就说明了这一点；晚期成岩阶段白云岩化加剧，颗粒边界及岩石之原始结构被破坏形成环带状白云石次生加大边，岩石的孔隙体积因之而降低；后生期沉积物固结成岩、裂缝及缝合线形成，成为高镁水的渗流通道，所经之处即发生白云岩化，形成带状晶间孔隙。本区成岩及后生期白云石组成之储集空间与储集性能按压汞曲线类型可分四类（图 1-7-13）：

一类储集空间：岩性为细晶—粗粉晶白云岩，白云岩自形晶，晶间孔内无充填物，平均喉道半径大于 1 微米。压汞曲线平台段明显，28 兆帕进汞量 92%，压力下降至 0.3 兆帕退汞量达 48%。

二类储集空间：岩性为粉晶白云岩，白云石自形晶，晶间孔内亦无充填物，平均喉道半径大于 0.5 微米，压汞曲线平台段较明显，30 兆帕进汞 93%，但退出效率差。

三类储集空间：岩性为粗晶白云岩，白云岩为半自形—它形晶，晶粒彼此相嵌，晶间孔部分已被充填，平均喉道半径大于 0.05 微米，压汞曲线显示大于 8 兆帕才开始进汞，退出效率更差。

四类储集层：岩性为细晶白云岩，结晶程度差，晶粒间镶嵌紧密，晶间孔大部分被充填，岩性致密不具储集性能，压汞曲线基本是一斜线，进汞困难。



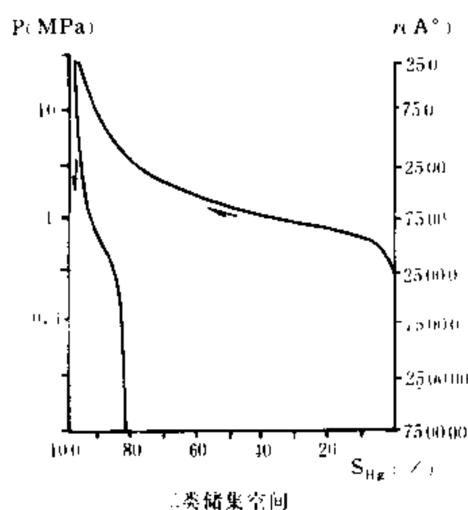


图 1-7-13 鄂尔多斯盆地碳酸盐岩储集层压汞曲线分类图

2.溶孔、溶洞

本区碳酸盐的溶解作用发生在各个成岩及后生阶段，但最重要的是奥陶系顶部的古风化壳，它是溶孔、溶洞最易于形成的部位，如伊 8 井在钻达此风化壳时，钻具放空 0.6 米，渭北区古喀斯特分布为东西向长条形，西部冲断带则为南北向长条形。

针溶孔是 10 微米左右的微小溶孔，多分布于上石炭统太原组石灰岩的顶部。石灰岩之上往往分布有煤层或碳质泥岩。这可能与上覆煤层或碳质泥岩，成岩后排出酸性水，对石灰岩产生溶蚀作用有关。

第八章　水 文 地 质

到目前为止，对盆地南部中生界油气勘探目的层的水文地质条件做过一些研究工作。其它目的层有待积累资料后，再进行研究。在此仅对中生界水文地条件叙述于后。

第一节　水文地质旋回

水文地质旋回是水文地质历史分期的基础。水文地质旋回开始于盆地负向构造运动、沉积作用和沉积成因水的形成，经过以后正向构造运动、剥蚀作用和渗透成因水的形成，结束于新的负向构造运动和再一次沉积作用的开始。按照这个原则，可以把鄂尔多斯盆地从晚三叠世到现今划分成三个水文地质旋回：晚三叠世水文地质旋回、侏罗纪水文地质旋回和白垩纪—现今水文地质旋回。在这三个水文地质时期之内，虽有一些振荡性上升和下降的构造运动，但规模很小，反映微弱，不足以构成有重要意义的水文地质历史阶段，可以忽略。

一、晚三叠世水文地质旋回

晚三叠世水文地质旋回包括这个时期湖盆的发生、发展、消亡及晚期的大面积剥蚀作用。这是一个完整而又简单的水文地质旋回。在旋回的第一阶段，盆地拗陷，沉积了1000～1350米厚的沉积物，形成了沉积成因水和压缩承压水动力体系。在旋回的第二阶段，盆地上升，河网发育，大面积发生剥蚀作用，使延长组上部长1—长3、局部还有长4+5段遭受不同程度的剥蚀。在河谷地带缺失多，在不同级次的分水岭上也有不同程度的剥蚀；盆地西部缺失多，东部缺失少。这时全盆地形成地形最大相对高差约300米的丘陵地貌景观。这个阶段发生了渗透成因水的形成作用。但是，由于延长组大部分层组没有出露，这种作用主要发生在局部侵蚀基准面以上的地层之中，侵蚀基准面以下不太深的地层中基本没有发生渗透水的交替现象。这种水的水动力体系主要是潜水类型的。

二、侏罗纪水文地质旋回

侏罗纪水文地质旋回发生在整个侏罗纪。旋回的第一阶段，盆地拗陷，沉积了厚度为600～1000米的沉积物，又一次建立起沉积成因水和压缩水动力体系的形成作用。对延长组来说，这种水动力体系显然大大加强。盆地上升和剥蚀作用发生在侏罗纪末期，即旋回的第二阶段。这次上升剥蚀作用规模很小，表现在侏罗系上部地层——安定组被剥蚀并不明显。因而，侏罗系的绝大部分和延长组仍处在覆盖条件下，渗透水及潜水型水动力体系似乎无关紧要，对中生界含油气目的层来说更无实质性意义。

三、白垩纪—现今水文地质旋回

早白垩世盆地又一次拗陷，沉积了厚度为1000～1500米的沉积物，第三次建立起沉积成因水的形成和压缩水动力体系。对延长组和侏罗系来说，压缩水动力体系这时发展到最大极限。至少从白垩纪中期开始到现今，盆地本部的沉积作用基本终结，上升剥蚀为主要地质作用。盆地内东升西降的翘倾构造运动，使盆地本部的沉积岩系遭受到一次大规模的剥蚀，各个层系都有出露。这次剥蚀作用东南部大于西北部，两者之间的地形高差超过500米，这种状况使延长组和侏罗系都形成渗透成因水和渗透承压水动力体系。

应该认为，白垩纪—现今水文地质旋回是盆地内一次真正的水文地质旋回，对中生界油气藏的形成和破坏有非常重要的影响。

第二节 三叠系水文地质

三叠系延长组的水文地质条件与各个水文地质旋回的发展历史密切相关。所以，要阐明其水文地质条件，必须从分析水文地质旋回着手，从而引出必要的结论来。

一、晚三叠世的水文地质旋回期

晚三叠世水文地质旋回的第一阶段，在形成沉积物和沉积成因水的同时，沉积物的压实作用也在不断进行，直至这个阶段完全结束。延长组各层在这个阶段压实过程中孔隙度的变化可以反映岩石中水的挤出程度。

表 1−8−1 是在充分研究延长组泥岩的矿物组分、岩性结构和测井资料的基础上编制定的。泥岩孔隙度与埋藏深度的关系按 Stetyukha(1964)导出的公式予以表达:

$$\Phi = \Phi_0 e^{-CD} \quad ①$$

式中 Φ——深度 D 处的孔隙度（%）;

Φ_0——原始孔隙度，确定为 60%;

D——深度(米);

C——系数,确定为 6×10^{-4}。

这样,式①的实用形式则为:

$$\Phi = 0.6e^{-6 \times 10^{-4}D} \quad ②$$

图 1−8−1 反映了式②的图象。

式②不包括延长组个别层位可能存在的异常压实现象。

砂岩孔隙度随埋藏深度的变化不单纯与压实有关，因素很复杂。在尽量考虑延长组砂岩成岩主要因素的基础上，得出两者之间的概略变化规律表达式为:

$$D = 6687.5\Phi^2 - 12617.5\Phi + 3630.9 \quad ③$$

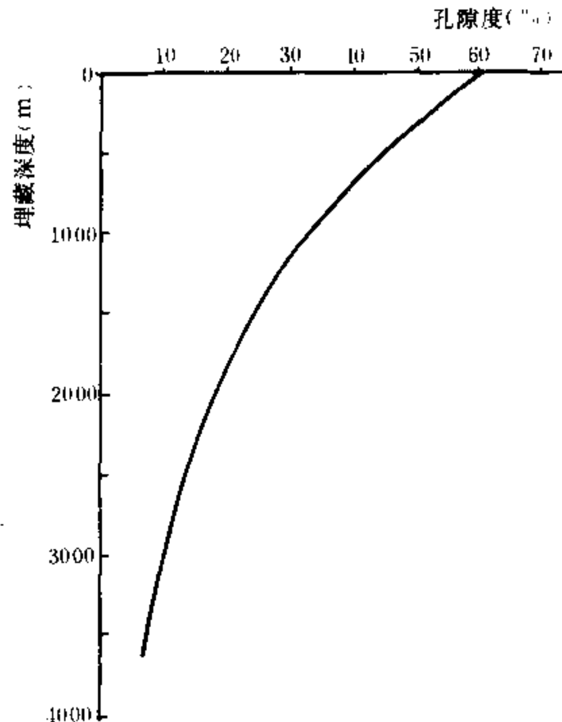


图 1−8−1 延长组泥质岩埋藏深度与孔隙度变化关系图

式中 D——深度（米);

φ——深度 D 处的孔隙度（%）。

式③把 D 延伸到地表所得到的原始孔隙度为 35%，与朱国华（1985）确定的数值相同。式③所反映的图象如图 1−8−2。

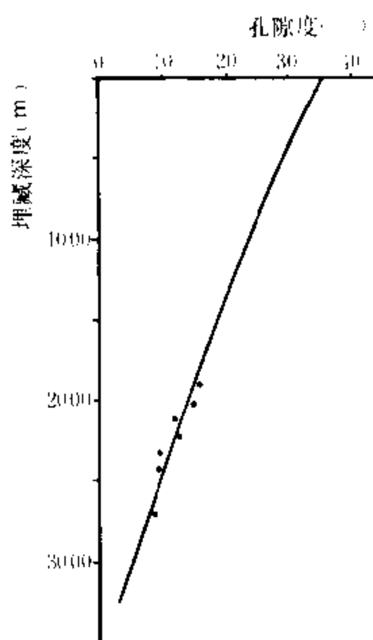


图 1-8-2 延长组砂岩埋藏深度与孔隙度变化关系图

式②和式③虽然不够精确，但是对实际应用和阐明基本规律是足够可靠的。

在晚三叠世水文地质旋回第一阶段，沉积物的总厚度一般是 1160～1680 米，由于压实作用，该厚度数值是现今厚度的 1.3 倍左右。由表 1-8-1 中所列出的数据可以认为：各层位由上而下压实程度增大，孔隙水的挤出程度也增高。泥岩孔隙水的挤出程度约为 4.7～54.7%，平均 32.4%。砂岩孔隙水的挤出程度约为 1.7～41.4%，平均 21.9%。这些泥岩挤出水应该是自由水，由泥岩进入砂岩，与砂岩挤出水一起进行渗滤运动。运动方向是三维的，但主要是由下而上。由吴旗—富县一了长沉积厚度大的中心地区向盆地边缘沉积厚度变薄的地区运动，最终主要排入古据盆地地表的湖盆水体之中。当然，盆地西部边缘几个局部深坳陷中挤出的水会对这种运动方向有所干扰。但是，这些局部坳陷范围有限，所能提供的水量很少，干扰通常也是微弱的，不会改变水流运动的总趋势。这个阶段，延长组地层水在三维空间运动的结果，必然发生水化学成分的大规模混合。无论各层原始沉积水的化学成分有多大差别，通过这种混合会基本趋向一致。这个阶段，延长组各层的流体压力是由上而下增高的，由沉积较厚的中心部分向沉积变薄的盆地边缘是降低的。以主要含油层长 6 为例，流体压力变化范围大约是 5.4～9.7 兆帕。但是孔隙压力会超过这个数值。这是因为在沉积物压实的初级阶段上覆水体和固体一起引起压应力。这个压应力值在大部分情况下应该遵循 Hubbert 和 Rubey(1959,1960)建立的规律。这一规律可由下式得到充分反映：

$$P_e = D(1-\Phi)(r_s - r_w) \quad ④$$

式中 P_e——上覆负荷压力（P／ft^2）；

D——深度(ft)；

Φ——深度 D 处的孔隙度（%）；

γ_s 和 γ_w——岩石颗粒和水的比重。

延长组流体压力的侧向变化是不相同的，在三个主要运动方向上压力梯度约为：向北 0.053 兆帕／公里，向西 0.094 兆帕／公里，向东 0.14 兆帕／公里。这些压力梯度都比较小，因而水流的交替不会很强烈。

晚三叠世水文地质旋回第一阶段地层水的化学成分是很难恢复的。在深入研究了陕北地区各层现今地层水的化学成分以后，得到了图 1-8-3 所反映的结果。

图 1-8-3 中，一部分用了实际水质分析资料，另一部分水质分析资料不合格或缺少水质分析资料的层位，则从现有水质分析资料出发，应用测井资料重新反复解释予以补充。解

释与实际分析结果的比较列在表 1-8-2 中。

表 1-8-1　各水文地质旋回末延长组各层泥岩、砂岩孔隙度(%)变化表

层　位	晚三叠世水文地质旋回		侏罗纪水文地质旋回		白垩纪—现今水文地质旋回	
	泥　岩	砂　岩	泥　岩	砂　岩	泥　岩	砂　岩
长 1	57.2	34.4	36.5	25.7	20.7	16.1
长 2	51.7	32.4	33.7	24.3	19.2	14.9
长 3	46.4	30.2	30.5	22.6	17.8	13.7
长 4+5	42.6	28.6	28.4	21.3	16.8	12.8
长 6	39.1	27.0	26.4	20.1	15.8	11.9
长 7	35.6	25.3	24.3	18.7	14.8	10.9
长 8	33.9	24.4	23.4	18.1	14.0	10.1
长 9	31.5	23.1	21.9	17.0	13.2	9.3
长 10	27.2	20.5	18.9	14.7	11.8	7.6
平均降低	19.4	7.7	33.0	14.7	44.0	23.1
当期平均降低	19.4	7.7	13.6	7.0	11.0	8.4

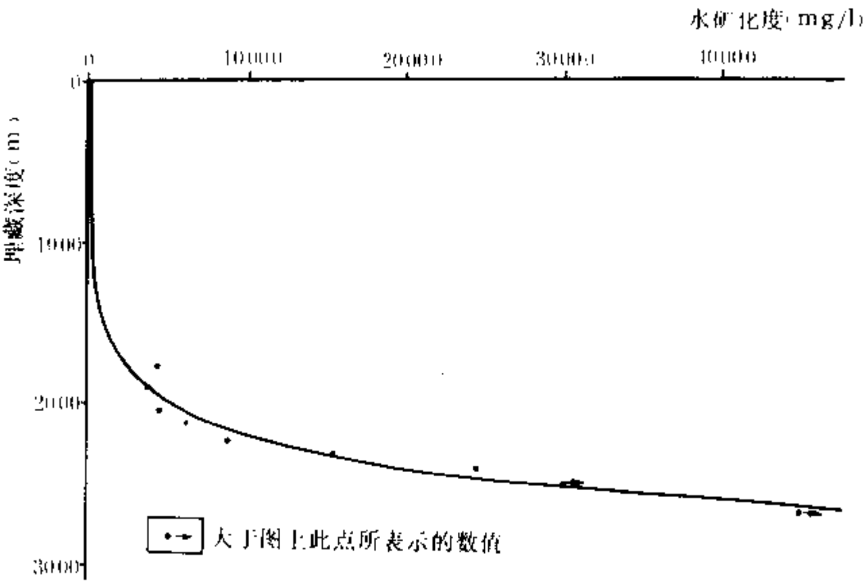


图 1-8-3　延长组砂岩埋藏深度与地层水矿化度关系图

表 1-8-2 延长组地层水矿化度解释与实际分析结果比较表

层 位	解 释 结 果 (mg/l)			实 际 分 析 (mg/l)		
	解释次数	变化范围	平均值	分析次数	变化范围	平均值
长 1	305	17000~79000	42000			
长 2	558	18000~90000	37000	19	28970~57570	40610
长 3	381	25000~78000	44400	4	34890~46630	41320
长 4+5	209	24000~90000	62000	7	51410~92890	77180
长 6	543	32000~160000	88000	30	51040~98230	79390
长 7	93	75000~300000	155000			
长 8	7	170000~300000	245000			
长 9	4	>300000	>300000			
长 10	12	>450000	>450000			

如果认为图 1-8-3 和表 1-8-2 反映的结果是基本可信的，则可以引伸出两点认识：第一，延长组原始沉积水的矿化度小于 1000 毫克／升。这种矿化度与现代潮湿气候条件下地表水体的一般情况相似。许多研究者对延长组的岩相古地理和古生物研究结果也得到了类似的定性结论。第二，在晚三叠世水文地质旋回第一阶段，地层水的地球化学作用主要是溶解岩石中的盐分以提高其矿化度。但是这种提高很有限。预计最高矿化度约 8000 毫克／升，平均仍小于 1000 毫克／升。这时，因为地层中的有机质比较丰富，脱硫作用会积极进行。脱硫作用的结果，在水中聚集氯化物的同时，会使碳酸盐增高。图 1-8-3 反映的规律在苏联高加索地区白垩系陆源沉积中也有类似的发现。

从表 1-8-1 所反映的晚三叠世水文地质旋回时期，泥岩与砂岩的压实特征可以看出，两者的压实程度和厚度损失的差异是明显的。这样，延长组中差异压实成因的构造已经初步形成。这类构造在湖盆三角洲和三角洲平原沉积体系地带是比较常见的，对油气藏的形成有积极意义。

在晚三叠世水文地质旋回的第二阶段，渗透成因水形成。由于延长组大部分层位没有出露地表，渗透水主要在局部侵蚀基准面以上的地层中运动交替，很难影响到更深的层位。这样，长 1 和一部分长 2、长 3 地层的沉积水会被渗透水所替换。这种水的水动力体系属潜水型的，水头高差和压力特征大体上与地形特征相近。预计最大水头差在 300 米左右。水流由地形比较高的各类分水岭地区向侵蚀河谷地带运动排泄，最终补给地表水流。由这种状况可以认为：这个阶段，渗透水对延长组沉积水的改造规模很有限，特别是对深部层位几乎没有影响。

二、侏罗纪水文地质旋回期

侏罗纪时盆地又一次下降接受沉积，成为侏罗纪水文地质旋回的第一阶段。在这次沉积过程中，坳陷中心逐渐偏移到盆地西部。但是，如果把侏罗系与延长组累加在一起考虑，盆地主体部分的总厚度仍然以吴旗、延安一带最大。与延长组比较，这个沉积最大厚度地带略

有西移。这样就决定了这个时期延长组的水动力体系的基本格局仍然与晚三叠世水文地质旋回期相似。

侏罗系沉积以后，与延长组累加厚度一般可以达到1800～2250米，大约相当于现今厚度的1.2倍。在沉积物增厚过程中，流体压力逐渐增大到17.7～22兆帕。这时，式④所反映的规律仍可能起作用，但已经趋向变弱。在这种压力的作用下，延长组又一次遭受压实。结果使泥岩孔隙总损失由上而下达到39.2～69.8%，平均54.9%，其中当期损失22.5%；砂岩孔隙总损失由上而下达到26.6～58.0%，平均42.1%，其中当期损失20.2%。孔隙的损失，意味着孔隙水的挤出。这个阶段主要挤出的仍然是自由水，后期可能有一部分吸附水被挤出。挤出水的运动方式，开始在三维空间运动；后期长3以下的泥岩基本失去了垂向渗透能力，变成以沿砂岩侧向渗滤运动为主。运动方向与晚三叠世水文地质旋回期基本相似。各方向的最后流体压力梯度大约是：向北0.041兆帕／公里，向西和西南0.066兆帕／公里，向西0.09兆帕／公里。这些流体压力梯度与晚三叠世比较起来，已经明显降低。这表明水的侧向运动的交替强度进一步减弱。

还要指出，随着延长统压实程度的显著提高，在岩性变化又非常复杂的条件下，很可能出现一些实际上已经丧失水交替能力或基本丧失水交替能力的封闭体系，其中包括异常压力体系。特别在长4+5层以下这种现象似乎比较普遍。陈荷立等发现的过剩压力现象❶，也许就在这个阶段形成并逐渐强化。

在侏罗纪水文地质旋回期，延长组压实和流体排泄的过程中，不可避免地会把晚三叠世水文地质旋回期延长组上部的渗入水挤出去。按延长组上部排出的沉积水量估算，把渗入水完全替换掉是绰绰有余的。这样，会有一部分延长组渗入水和沉积水代替延安组下部在侏罗纪水文地质旋回期形成的沉积水。这种代替应该以侏罗系沉积厚度比较大的盆地西部最明显。

侏罗纪水文地质旋回期，延长组地层水的化学成分已经发生了明显的变化。预测矿化度由上而下的变化范围大约是1000～56000毫克／升，平均7000毫克／升，主要矿化组分是氯化物。

经过侏罗纪水文地质旋回第一阶段，延长组差异压实构造的形成有了明显的发展。预计各层位由上而下压实构造完成的程度大约是70～100%，平均88%。这种早于油气生成和运移的构造，对油气的聚集是有利的。

延长组油气的生成，按照陈安定的意见❷，生油门限深度1700米，温度59℃，大量排烃时间主要在晚白垩世至第三纪，有决定性作用的生油层是长7。这样，侏罗纪水文地质旋回第一阶段末，延长组埋藏最大深度大约2250米，下部已经进入门限深度，长7接近门限深度。所以，还不能认为达到有效的成熟状态并开始初次运移，从而形成油气藏。

侏罗纪末期，地壳上升，沉积间断，进入这次水文地质旋回的第二阶段。如前所述，这个阶段对延长组地层水水文地质条件的影响没有实质性的意义。

三、白垩纪—现今水文地质旋回期

由早白垩纪起，盆地又一次下降，接受了厚度为1100～1500米的志丹组沉积，这种沉积作用的恢复和继续，构成白垩纪—现今水文地质旋回的第一阶段。这时，与侏罗系和延长

❶陈荷立等，1988，陕甘宁盆地延长组地下流体压力分布及油气聚集条件研究，长庆勘探开发研究院研究报告。

❷陈安定，1983，陕甘宁盆地中生界生油层特征及评价，长庆勘探开发研究院研究报告。

组的累计厚度超过 2850 米，与现今累加厚度基本相同。随着延长组埋藏深度的增大，流体压力可以增大到 28 兆帕以上。经过这个阶段，延长组遭受了最后一次压实和流体损失，最终达到现今的孔隙度和渗透能力。其结果使延长组泥岩孔隙度总损失由上而下达到 65.5~80.3%，平均 73.3%，其中当期损失 18.4%；砂岩孔隙度总损失由上而下达到 54.0~78.3%，平均 65.9%，其中当期损失 23.8%（表 1-8-1）。一般情况下，沉积物随着埋藏深度的增加孔隙的损失率是减小的。表 1-8-1 中的泥岩数据反映了这一规律。砂岩孔隙度不仅不损失，反而略有增加。这种增加应该与成岩作用增强有关。成岩作用中的矿物再生长和析出现象促使孔隙的损失加剧。这个阶段，随着延长组孔隙损失基本达到最终程度，水的挤出也因此而趋于终结。预计挤出水中，除过孔隙水以外，还应该有大量的吸附水和结合水。这种水溶解能力相当大，具有溶蚀性，对水的矿化过程加剧有重要的地球化学意义。这一点在图 1-8-3 中也可以得到证实。

志丹组在盆地的各个地区都遭到不同程度的剥蚀，需要恢复其原始厚度。但是，对这种厚度恢复研究得很少。按照陈荷立等的研究结果，除盆地西部边缘有一个南北向特别增厚带以外，盆地主体部分厚度变化很小，大体上是均一的。这样，可以认为：在盆地主体部分，志丹组、侏罗系和延长组的最大累加厚度中心地带与侏罗纪水文地质旋回期相近或略有西移。因为，经过前两个水文地质旋回，这个地带岩层的压实程度最高，由压实作用所提供的水流大部被消耗掉了，再能提供的水流很有限。在这种条件下，延长组流体侧向运动起始地带应向盆地边缘方向迁移，运动方向与侏罗纪水文地质旋回期相似。但是，延长组原始渗透能力本来就非常不均一，随着压实过程趋向终结，这种不均一性会更加突出和明显。因此，挤出水流沿层间前进也具有非常的不均一性。一般情况下，水流只沿着渗透性比较高的通道运动，而在渗透性比较低的地段水流运动或变得极为滞缓，或成为水流运动的死角。

在白垩纪—现今水文地质旋回第一阶段的初期，延长组上部（主要是长 3 以上）的泥岩和砂岩都存在一定的使流体向上运动的能力，挤出水向上侵入延安组，恢复了侏罗纪水文地质旋回期已经存在的延安组下部被延长组沉积水交替的作用。随着志丹组沉积的结束，泥岩的垂向渗透能力基本消失，除非有裂隙系统出现，延长组的垂向水交替能力近乎完全丧失。

随着延长组泥岩渗透能力的丧失和砂岩渗透能力的降低，几乎没有水交替现象的封闭体系发展得相当普遍。事实上，在延长组沉积过程中，大部分层位在湖盆中心地带形成的泥质岩比例都很高。这些泥质岩经强烈压实以后，使渗透压力的传导非常困难，对流体运动起阻隔作用。这种情况本身会使延长组各层的地层水流在各个方向之间难以产生水力联系，从而难于形成一般概念上的自流盆地。

经过白垩纪—现今水文地质旋回第一阶段，延长组内的差异压实构造的形成过程基本完成，以后只有在翘倾构造运动影响下对原形态的改造作用。

在白垩纪—现今水文地质旋回的第一阶段，随着沉积物总厚度的增加，水动力环境和热力学条件显著改变，从而使延长组地层水的化学成分发生了巨大的变化。这种变化主要体现在盐分急剧聚集和变质作用的强烈发展上，这在非含盐相沉积物中是极罕见的。地层水中盐分的聚集，岩石的矿物成分起着决定性作用。岩屑质长石砂岩和含量丰富的各种粘土类岩石和矿物，就使延长组能够为其地层水提供足够的矿化组分。另外，压实后的泥岩和含粘土较多、渗透性特低的砂岩，起到半渗透隔膜的作用，在水流运动过程中，使水中的盐分浓缩。

图 1-8-3 和表 1-8-2 表明，延长组地层水矿化度的垂向变化，符合正常深坳陷地台型盆地地层水矿化度垂向分带性的总规律。延长组地层水矿化度的横向变化是很复杂的，除盆

地边缘和露头区受到渗入水的影响以外，在盆地主体部分矿化度基本上呈变化区间很大的块状分布，没有发现侧向水交替所发生的高低变化趋向明显的特征。图 1-8-4 和图 1-8-5 表示了安塞地区两个主要含油层——长 6 和长 2 的地层水矿化度变化特征。这种块式分布意味着地层水的运动处于停滞状态，各区块之间缺少水力联系，地层水独自按照所处的物理化学条件而发展变化。各区块所反映的地质意义一般是明确的。例如，图 1-8-4 的东侧和北侧出现矿化度大于 100000 毫克／升的高值区，恰好与已经查明的岩性致密带一致。这些致密带对安塞油田的形成起着重要的遮挡作用。又如，图 1-8-5 东北部出现的矿化度小于 30000 毫克／升的低值区，基本与分流河道形成的砂岩体相吻合。

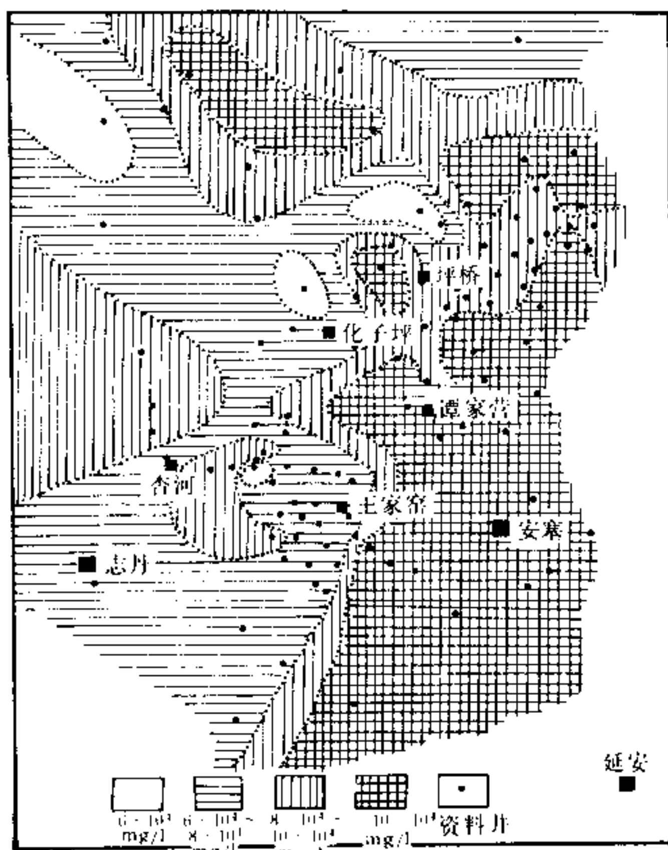


图 1-8-4　陕北安塞地区长 6

地层水矿化度变化图

这些都反映出，在岩性致密、渗透性很低或处在封闭条件下，水的矿化度偏高；在岩石渗透性变好或处在开启条件下，水的矿化度偏低。所以，延长组地层水矿化度的复杂变化基本上可以用岩石渗透性的变化来解释。

在延长组地层水矿化度增高的同时，水化学成分的变质作用也在进行。表 1-8-3 和表 1-8-4 中列出了部分层位水化学成分的常量组分及它们的特性。在这种水化学成分中，氯化物占绝对优势，约占矿化度的 98%（按当量计），其它盐类只占 1～2%。这种现象本身就说明地层水在矿化过程中有关组分被强烈改造。图 1-8-6 显示出，Cl^- 浓度的增高与矿化度的增高成正比例。而且在矿化作用的各个阶段比例都是一致的。

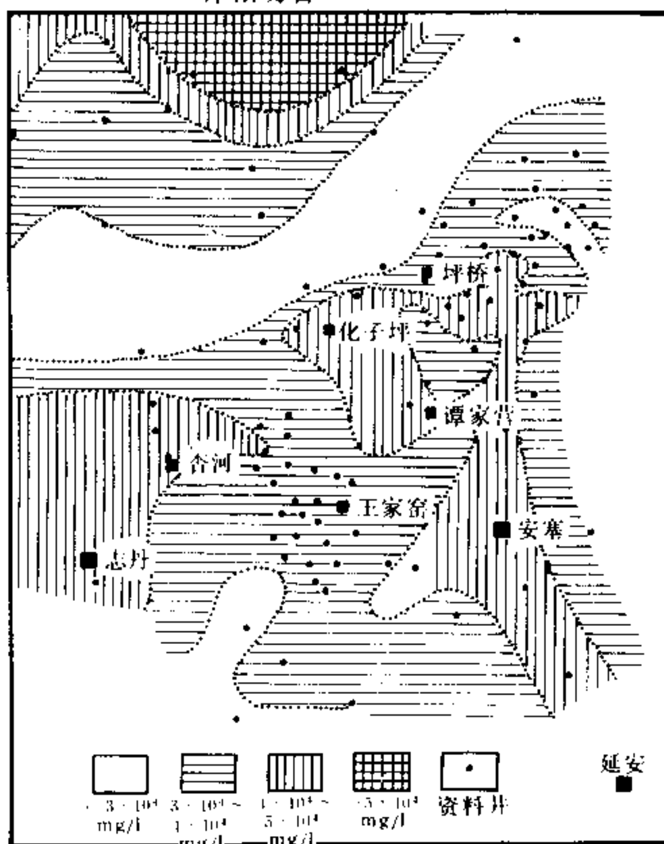


图 1-8-5　陕北安塞地区长 2

地层水矿化度变化图

表 1-8-3　延长组地层水化学成分表

层位	分析次数	矿化度（毫克当量／升）		主要常量分子（当量%）													
				Cl^-		SO_4^{2-}		CO_3^{2-}		HCO_3^-		Na^++K^+		Ca^{2+}		Mg^{2+}	
		变化	平均	变化	平均	变化	平均	变化	平均	变化	平均	变化	平均	变化	平均	变化	平均
长 1	1		2143.62		42.41		7.01		0		0.58		43.43		4.38		2.19
长 2	58	933.14 ~ 4439.68	2826.53	44.64 ~ 49.96	49.03	0 ~ 5.27	0.84	0	0	0.03 ~ 0.38	0.13	36.53 ~ 43.66	39.74	4.76 ~ 10.51	7.73	1.09 ~ 4.13	2.53
长 3	8	841.00 ~ 4621.20	2464.15	46.51 ~ 49.96	49.63	0 ~ 3.09	0.83	0	0	0.04 ~ 0.40	0.14	37.64 ~ 41.70	39.92	5.72 ~ 9.63	7.80	1.42 ~ 2.88	2.28
长 4+5（异常）	7	1873.26 ~ 3438.40	2840.10	47.15 ~ 49.99	49.15	0 ~ 2.79	0.77	0	0	0.06 ~ 0.12	0.08	18.74 ~ 22.60	20.85	8.88 ~ 16.86	12.90	12.46 ~ 21.28	16.25
长 6（正常）	15	2019.36 ~ 4224.46	3418.69	49.05 ~ 49.95	49.82	0 ~ 0.88	0.12	0	0	0.02 ~ 0.10	0.06	38.10 ~ 42.66	39.87	6.47 ~ 8.97	8.16	0.19 ~ 2.99	1.97
长 6（异常）	58	1295.24 ~ 3701.34	2783.47	42.13 ~ 49.98	49.53	0 ~ 7.8	0.39	0	0	0.01 ~ 0.23	0.08	11.39 ~ 35.33	19.03	8.43 ~ 38.27	14.91	0.18 ~ 27.57	16.06

表 1-8-4　延长组地层水化学成分特性表

层位	盐(碱)类(当量%)				组	亚组	$\frac{Na-Cl}{SO_4}$	$\frac{Cl-Na}{Mg}$	水型	系数					
	S_1	S_2	A_1	A_2						$\frac{Na}{Cl}$	$\frac{Ca}{Cl}$	$\frac{Mg}{Cl}$	$\frac{Na}{Ca+Mg}$	$\frac{Ca}{Mg}$	$\frac{SO_4}{Cl}$
长 1	86.86	11.98		1.16	Cl	Na	0.15		Na_2SO_4	1.02	0.10	0.05	6.61	2.00	0.17
长 2	79.48	20.26		0.26	Cl	Na		1.20	$CaCl_2$	0.81	0.16	0.05	3.87	3.06	0.02
长 3	79.84	19.88		0.28	Cl	Na		1.17	$CaCl_2$	0.80	0.16	0.05	3.96	3.42	0.02
长 4+5（异常）	41.70	58.14		0.16	Cl	Na		1.74	$CaCl_2$	0.42	0.26	0.33	0.72	0.79	0.02
长 6（正常）	79.74	20.14		0.12	Cl	Na		5.05	$CaCl_2$	0.80	0.16	0.04	3.94	4.14	0.002
长 6（异常）	38.06	61.78		0.16	Cl	Na		1.90	$CaCl_2$	0.38	0.30	0.32	0.61	0.93	0.01

在延长组沉积过程中早就开始的脱硫作用，积极消耗水中的SO_4^{2-}，到这个时期水中SO_4^{2-}的浓度极低甚至完全消失。脱SO_4^{2-}过程中产生的HCO_3^-（或CO_3^{2-}）开始是在水中聚集的，但是随着温度和矿化度的增高，参与形成方解石、白云石、铁白云石等碳酸盐自生矿物或胶结物，使其在水中的浓度大大降低。这一点可以由延长组砂岩的成岩结果得到充分证实。在水中碳酸根降低的同时，$CaCl_2$不断形成和增高，促使$CaCl_2$型水（按苏林分类法，以下同）的发展。在正常情况下，延长组地层水中阳离子组分以Na^++K^+占优势，Ca^{2+}其次，Mg^{2+}最少（表1-8-3）。Na^++K^+的来源与长石类矿物的分解有关。但它的浓度的增高与Cl^-不同，而是随着矿化度的增高，其增高比例略有降低（图1-8-7），呈⑤式所表示的规律：

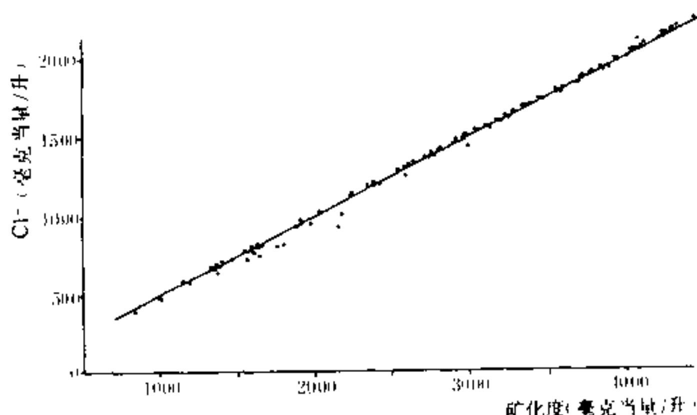


图1-8-6　延长组地层水Cl^-浓度与矿化度关系图

$$[Na^+ + K^+] = 4.3645\times10^{-1}M - 1.3\times10^{-5}M \quad ⑤$$

式中　M——矿化度，下同。

图1-8-8和式⑥表示了Ca^{2+}在水中的浓度与矿化度的关系。

$$[Ca^{2+}] = 3.855\times10^{-2}M + 1.3\times10^{-5}M^2 \quad ⑥$$

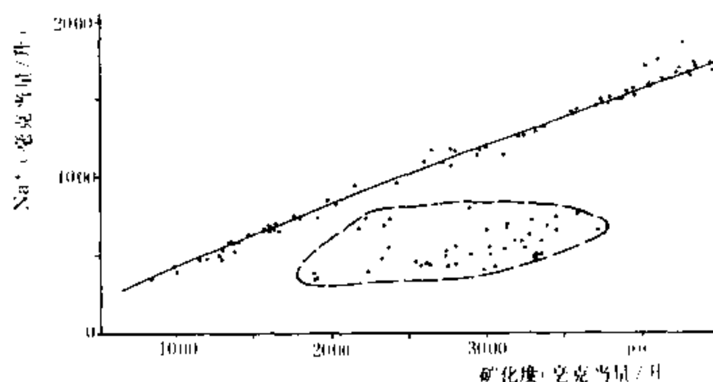


图1-8-7　延长组地层水Na^+浓度与矿化度关系图

比较式⑤和式⑥可以看出，两式右侧第二项数值相同，只是符号相反。这说明Na^++K^+的降低几乎严格地被阳离子交换所引起的Ca^{2+}浓度的增高所补偿。这是地层水变质过程中最普遍的现象之一。Mg^{2+}在地层水矿化作用过程中的变化与Cl^-相似，其浓度随矿化度的增高以很小的比例缓慢增高（图1-8-9）。

从图1-8-7、图1-8-8和图1-8-9中已经看到，在正常曲线的上方或下方出现了不少用虚线圈起来的分布很特殊的点子。为了与正常情况相区别，可以把这些点子叫“异常”情况。这种“异常”以Na^++K^+浓度的显著降低和

Ca^{2+}、Mg^{2+}浓度显著增高为特征，其中Mg^{2+}浓度的增高程度比Ca^{2+}大。这种"异常"水化学成分，目前只在陕北地区长4+5及其以下的层位中有所发现，其它地区是否存在，有待研究。仔细研究这些"异常"现象以后，发现其与延长组含有火山成因的凝灰岩关系密切。凝灰岩和火山碎屑蚀变的结果，把大量阳离子释放到水中，从而增加了它们的浓度。这些离子的浓度与它们在火山岩中的含量比例相似。Na^{+}+K^{+}浓度的减小可能与长石化过程中的消耗有关。另外，这种"异常"现象发生在矿化度1800毫克当量／升（约52000毫克／升）以上，一直持续到3750毫克当量／升（约108000毫克／升），其时间区间大致在侏罗纪末到早白垩世末之间。

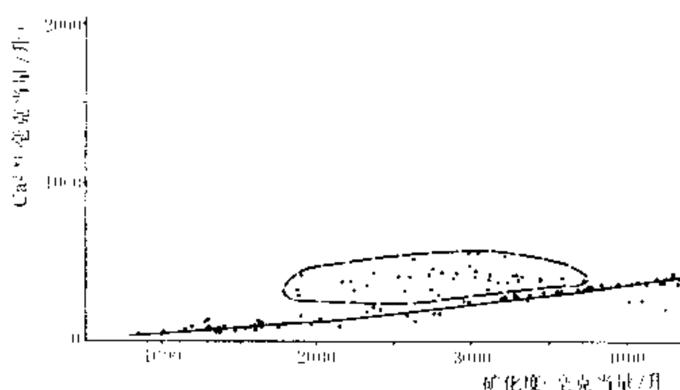


图1-8-8　鄂尔多斯盆地延长组地下水Ca^{2+}浓度与矿化度关系图

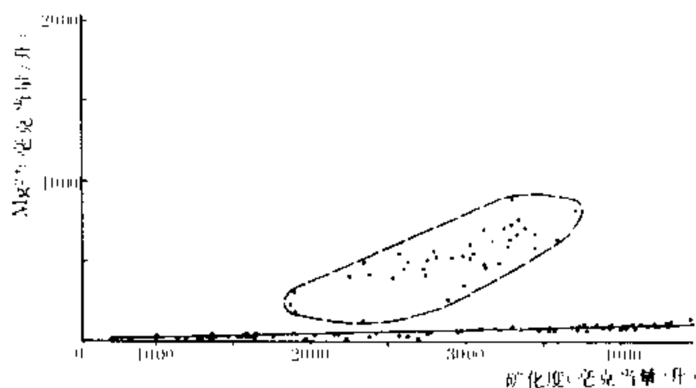


图1-8-9　延长组地层水Mg^{2+}浓度与矿化度关系图

凝灰岩的水化反应最重要的特点是热效应。这种热效应可能是巨大的，能够引起沉积盆地内地温梯度的混乱。从热力学角度看，这种地温的异常增高对地层水物理—化学状态的影响是显而易见的。它主要体现在碳酸盐类和硫酸盐类溶解度的降低，从水中沉淀出来，形成自生矿物。而氯化物盐类的溶解度则随温度的上升而增高。这一点与延长组水化学成分的变质特点是符合的。

应该肯定，这种热效应如果确实存在，会使延长组生油过程中的温度比现在所测算的要高得多，陈安定发现，"在长7或长7以下存在一条有机质成熟的突变线"；陈荷立认为，"古地温梯度应大于现今地温梯度"。他们的疑虑也许可以因此而得到解答。

早白垩世—现今水文地质旋回的第一阶段，是延长组油气生成、运移和聚集的重要阶段。这个时期石油的生成达到成熟—高成熟程度，接着发生一次运移和二次运移。这一过程都是在水介质参与下进行的。水和石油的运移方向主要是侧向运移。侧向运移的总体方向前面已经指出，但是运移方向的细节在总体方向的控制下显得非常复杂。图1-8-10和图1-8-11是安塞地区地下水运移方向某些细节的研究结果。

从图中可以看出，流体运动主要指向三角洲前缘渗透性比较高的朵状砂岩体，从而使石油容易在这些砂岩体和由这些砂岩体形成的差异压实构造中聚集起来，形成油藏。其它油田

没有做过这种研究，但其总规律应该是类似的。由图 1-8-10 和图 1-8-11 中的排水量数据可以看到，这个时期泥岩和砂岩的排水量已经大大降低，大约只有前两个水文地质旋回期排水量总和的 1／5。所以，水交替强度是比较小的。由这种水交替的促进而形成的油藏的丰度会受到限制。由表 1-8-5 和表 1-8-6 可以发现，延长组在成岩过程中蒙脱石的脱水作用肯定是存在的。由这种作用而增加的水量可能会加强石油的运移。但是，这种水在整个水交替中所占的比例很小，很难对石油运移带来强大的促进作用。

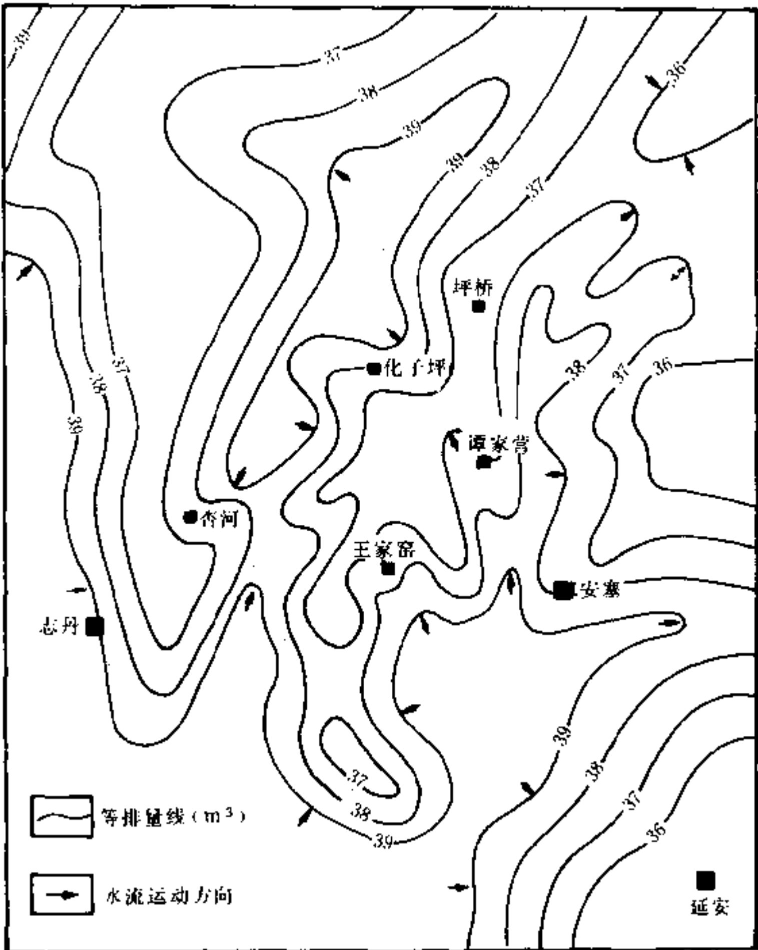


图 1-8-10　安塞地区下白垩统沉积期长 6—7 层排水量图

表 1-8-5　延长组泥岩中粘土矿物组分及平均含量(%)表

层　位	样品数	绿泥石	伊利石	伊利石、蒙脱石混层	高岭石
长 2	5	12.5	38.8	41.1	7.6
长 4+5	3	45.9	32.3	21.8	0
长 6	3	28.1	44.1	27.8	0
长 7	1	14.3	43.1	42.6	0

表 1-8-6　延长组砂岩中粘土矿物组分及平均含量(%)表

层　位	样品数	绿泥石	伊利石	伊利石、蒙脱石混层	高岭石
长 2	21	86.11	1.72	5.34	6.83
长 3	4	88.74	5.68	5.58	0
长 6	12	97.73	1.42	0.85	0
长 7	3	96.43	2.45	1.12	0

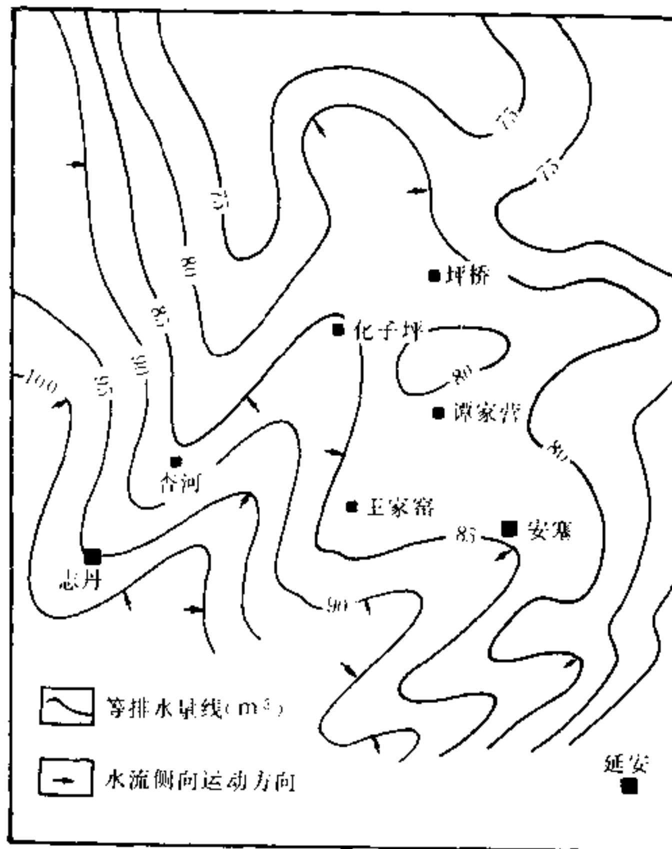


图 1-8-11　安塞地区下白垩统沉积期长 2-5 层排水量图

早白垩世—现今水文地质旋回的第二阶段，构造运动使延长组真正地受到一次大规模的剥蚀和渗入水的形成，同时使流体压力体系发生调整。这些水文地质作用以非稳定状态作为一个连续过程是逐渐进行的，一直延续到现今。

剥蚀作用使延长组在盆地西缘冲断带、东部和南缘出露地表，接受了大气降水的渗入。在西缘冲断带的不同地段渗入结果是不同的。冲断带中段，渗入深度 1000 米左右，越过冲断带的东界到盆地内部则看不到渗入水的影响。冲断带南段，渗入深度超过 2000 米，并越过冲断带东界对盆地内部有一定范围的影响。在盆地南缘渭北隆起区，渗入程度可能比较高，但是否侵入到盆地内部还不清楚。在盆地东部，延长组出露面积虽然很大，但渗入水的影响程度很低。在延长、永坪等一些埋藏很浅的油层中，几乎没有渗入水影响的痕迹。在延长组各个出露地区虽然有渗入水的影响，但渗入程度并不是均一的，内部差别很大。例如，水的矿化度高低悬殊，水型有 Na_2SO_4、$NaHCO_3$ 型，也有 $MgCl_2$ 型。

构造运动和剥蚀作用使延长组流体压力体系发生重大调整。就总体来说，调整的结果使全盆地的流体压力都低于下白垩统沉积以后曾经达到过的水平，东部比西部更低。流体压力调整最显著的后果之一是盆地东西部之间出现了西高东低的水头变化。两者之间最大水头差值可以达到 320 米，平均水头梯度 1.1 米／公里。按照一般情况，这种水头差可以促使地下水流发生由西向东的运动和排泄。但是实际资料中还没有发现这种运动的明显证据，就连渗

透性略好、分布广泛、连续性也好的长 2 层也未发现地下水流发生的迹象。因此，充其量只能认为这种运动和排泄是极其微弱缓慢的，不足以促使原有沉积水遭受更替。这是由于延长组岩性变化复杂、渗透性特低而形成的。

延长组流体压力调整在各油田的显示是明显的，但程度不同。例如，在属长 2 油层的直罗油田，压力调整结果使现今的饱和压力大大低于原始饱和压力，从而发生油气的分离。游离出的气体在油田东侧地层上倾方向聚集起来，形成气藏。在油藏区则造成现今地层压力和饱和压力完全相同的局面，两者都是 7.01 兆帕。安塞油田的长 6 油层则发生压力滞留，在含油富集区形成异常高压（图 1-8-12）。这种压力滞留现象可以从两个因素得到解释：其一，异常高压区在上升前已经处于封闭体系，上升过程中新的压力平衡受到阻滞，扩散传导进行的非常缓慢。其二，在含油富集区，油水比重差可以产生过剩压力，使局部压力值增高。据计算，把这种过剩压力折算成水头值约为 36～38 米，只占异常压力总值的一小部分。安塞油田的长 6 层虽然存在异常高压，但这种压力与油层饱和压力相差甚小，开采过程中不大的压力降都可能使油气分离。这种压力滞留现象在安塞油田的长 2 油层中也存在(图 1-8-13)。

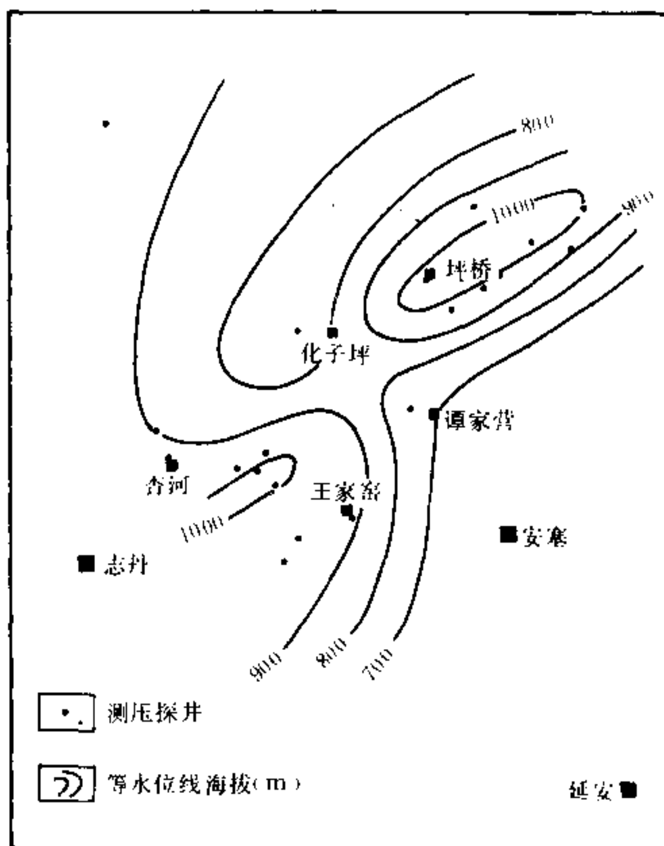


图 1-8-12　安塞地区长 6 地层水现今等水位线图

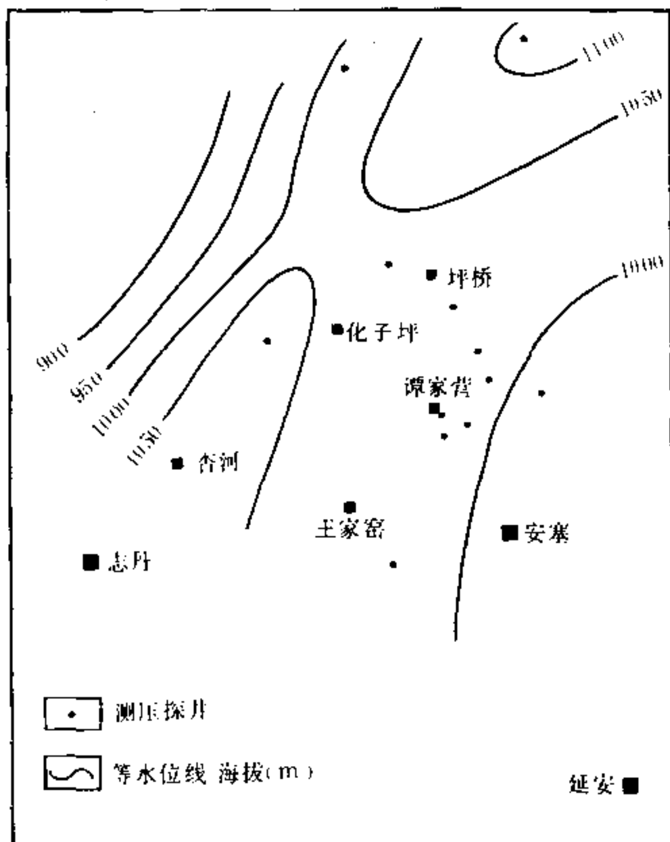


图 1-8-13　安塞地区长 2 地层水现今等水位线图

毋庸置疑，在早白垩世一现今水文地质旋回第二阶段，对延长组早已形成的差异压实构造的改造作用也是明显的。翘倾构造运动造成梯度为 10 米／公里的西倾大单斜——陕北斜坡。使众多的本来幅度就很小的差异压实构造变成向西倾没的鼻状构

造。在开启体系中，这种构造中的流体会发生运动和重新分配。

第三节 侏罗系水文地质

侏罗系底部，以延长组为油源层，形成受前侏罗纪地形控制的古地貌油田。这种特殊的石油地质条件，决定了不需要完全应用研究延长组水文地质条件的方法来研究和描述侏罗系水文地质条件，也不需要涉及侏罗系全部层位。但是，从水文地质旋回着手，仍然是阐明侏罗系水文地质条件的钥匙。

一、侏罗纪水文地质旋回期

侏罗纪水文地质旋回一开始，就在晚三叠世水文地质旋回末期形成的侵蚀河网地带进行充填式沉积。先充填于河谷，然后逐渐向高地和残丘上超覆。充填物以粗碎屑为主，厚度为0～250米，属侏罗系底部的富县组和延安组的延10层。这套充填物广泛与延长组接触，接触层位有长1、长2和长3，局部地区还有长4+5，接触厚度250～300米。这种状况使侏罗系底部与延长组之间的水力联系紧密，使两者之间实质上受同一流体压力系统的控制。

随着侏罗系沉积厚度的增加，对延长组的压实作用不断增强。压实作用首先把晚三叠世水文地质旋回侵入其上部层位的渗入水挤入侏罗系底部，接着挤入的是沉积水。这些水进入侏罗系以后，或与侏罗系沉积水混合，或更替侏罗系的沉积水。这种混合或更替作用，在陇东地区一般发生在延8层以下，在灵盐地区可以上升到延6层，使侏罗系底部水明显带有延长组地层水的烙印。这种水的运动方向受古地貌的制约，一般由流体压力比较高的河谷地带向流体压力比较底的两侧地区运动。到丘陵区在侏罗系底部沉积缺失的情况下，可以上侵到更高的层位——延9层，甚至更高。

总之，侏罗纪水文地质旋回第一阶段，在延长组与侏罗系底部之间形成水力联系，延长组地下水侵入侏罗系底部，发生混合或更替，以及由低处向高处运动。

进入侏罗纪水文地质旋回第二阶段，渗入水的形成和影响与延长组相似，是很微弱的。

二、白垩纪—现今水文地质旋回期

随着下白垩统志丹组的沉积，延长组地层水向侏罗系底部侵入和交替得到恢复和继续，并一直持续到志丹组沉积结束。在这个持续过程中的许多水文地质活动的细节虽然还不清楚，但基本特征与侏罗纪水文地质旋回第一阶段类似，是毋庸置疑的。

经过侏罗纪水文地质旋回和白垩纪—现今水文地质旋回第一阶段，侏罗系底部地层水形成了与其水动力体系相适应的水化学成分（表1-8-7）。这种水化学成分的基本特征是：大致以延8层底为界，上下之间水化学成分截然不同。在马岭、城壕、马坊等油田区，延8层以上为矿化度比较低的Na_2SO_4、$NaHCO_3$型水，延8层以下为高矿化度的$CaCl_2$型水。在红井子油田区，界限上升到延6。这种$CaCl_2$型水与延长组水化学成分极其相似，证明两者之间在地下水成因上有着密切的联系。

在白垩纪—现今水文地质旋回第一阶段，所发生的重要事件是侏罗系油藏的形成。延长组生成的油气与水流一起进入侏罗系底部，又与水流一起向谷间高地运移。在油气运移过程中，遇到在古地貌基础上形成的潜丘披盖、差异压实、坡咀鼻褶、超覆尖灭、边滩砂体、砂岩质变等圈闭就会聚集起来，形成油气藏。这种油气生成运移方式为侏罗系底部砂岩形成油气藏创造了有利条件，使目前盆地中找到的侏罗系石油地质储量有90%以上是在侏罗系底部砂岩油藏中。上窜到更高层位中的油气藏的地质储量显著减少。侏罗系底部砂岩与延长组

接触的层位越多、厚度越大，包括油气在内的流体渗出面积就越广、溢出量就越多。这种条件可能是造成鄂尔多斯盆地东西部侏罗系油藏的分布数量存在极大差别的原因之一。

表 1–8–7 和表 1–8–8 反映出，在油气运移过程中，原油物理性质有一定的变化。这种变化主要表现在，随着运移层位的升高和距离的增长，原油相对密度、粘度增大，饱和压力和油气比降低。表明油气在运移过程中损失了一些轻质组分。

表 1–8–7　延安组地层水化学性质与原油物性的关系表

地区		马岭		城壕		马坊地区		红井子地区南部			彭滩	华池	吴旗	下寺湾
层位		延 8 以上	延 9.10	延 8	延 9	延 8 以上	延 9.10	延 5 以上	延 6.8	延 9.10	延 10	延 9.10	延 10	延 9.10
油田水	总矿化度 (mg/l)	20000～60000	60000～120000	20000～40000	40000～60000	20000～40000	50000～100000	10000～20000	30000～80000	80000～138000	15000～30000	20000～40000	20000～40000	20000～30000
油田水	主要水型	Na_2SO_4 $NaHCO_3$	$CaCl_2$	Na_2SO_4	$CaCl_2$	Na_2SO_4	$CaCl_2$	Na_2SO_4	$CaCl_2$	$CaCl_2$	Na_2SO_4 $NaHCO_3$	$NaHCO_3$	Na_2SO_4 $NaHCO_3$	Na_2SO_4 $NaHCO_3$
原油物性	相对密度	0.84～0.85	0.84		0.84	0.84～0.865	0.84			0.835～0.85	0.866～0.87	0.846～0.87	0.86	0.84～0.86
原油物性	粘度 (mPa·s)	5.3～6.5	5.0		5.4	5.3～8.7	4.9			4.2～6.7	9.5～13.9	6.4～9.6	10.2	7.0～9.3
原油物性	饱和压力 (MPa)	0.8～3.04	5.27～8.41		2.03～3.04		3.95～5.37		3.55	5.47		0.5～1.5	0.77	0.47

表 1–8–8　延安组底部油气运移与古地貌、原油物性的关系表

井号	岭 2 井	北 39 井	316 井	岭 91 井	岭 132	218 井	256 井	中 10 井	岭 4 井
饱和压力 (MPa)	4.12	5.25	5.29	6.01	8.50	5.75	4.57	5.81	4.56
油气比 (m^3/t)	47.8	56.9	55.6	61.9	93.4	57.8	34.8	60.0	43.5
粘度 (mPa·s)	2.6	2.4	2.6	2.4	1.7	2.4	4.8	2.7	4.2
相对密度 (地下)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.77	0.7
古地貌及油气运移方向	北←曲子坡咀——(3.2km)				贺旗谷槽	——马岭坡咀→南 (6.6km)			

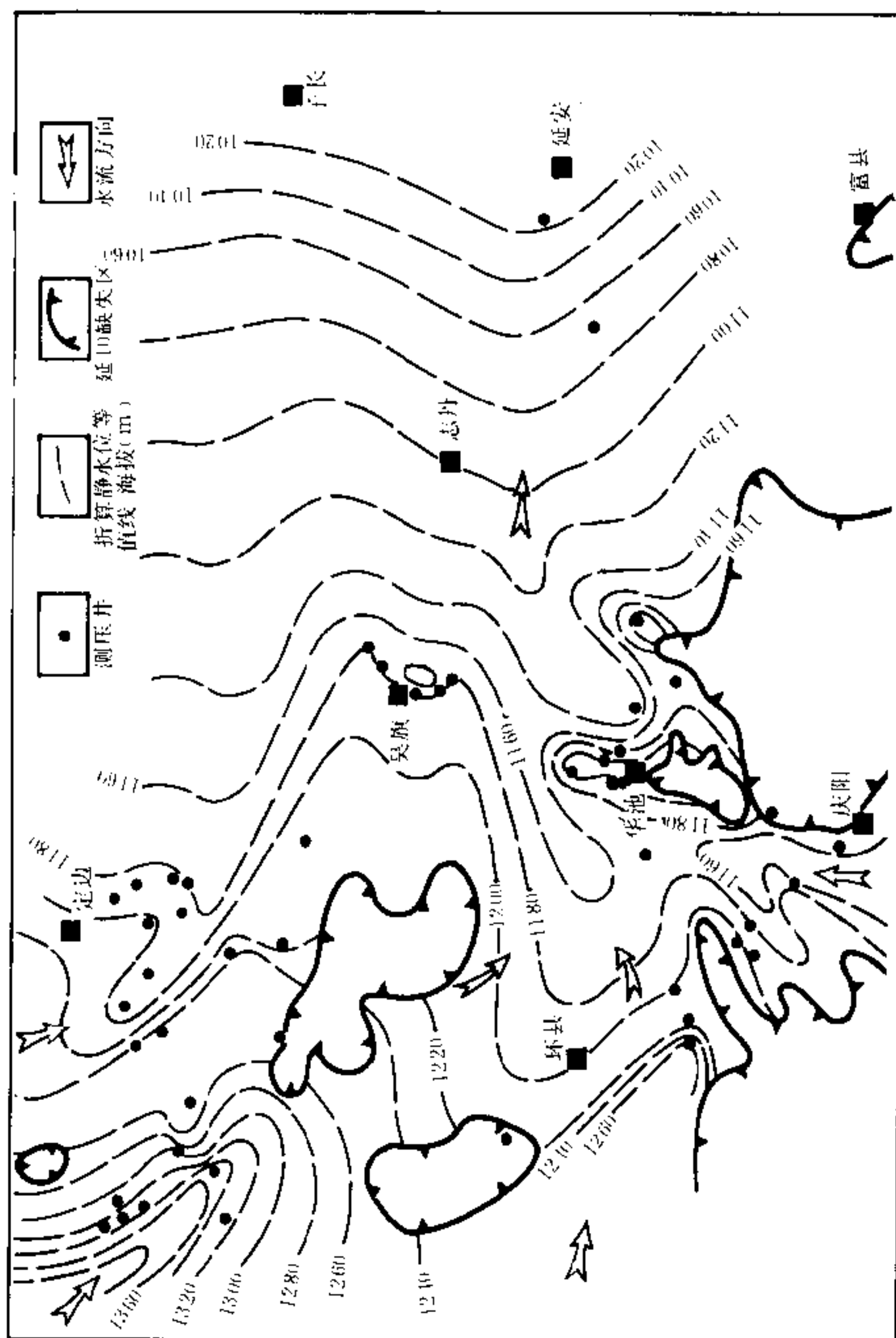


图1-8-14　延10层地层水等水位线图

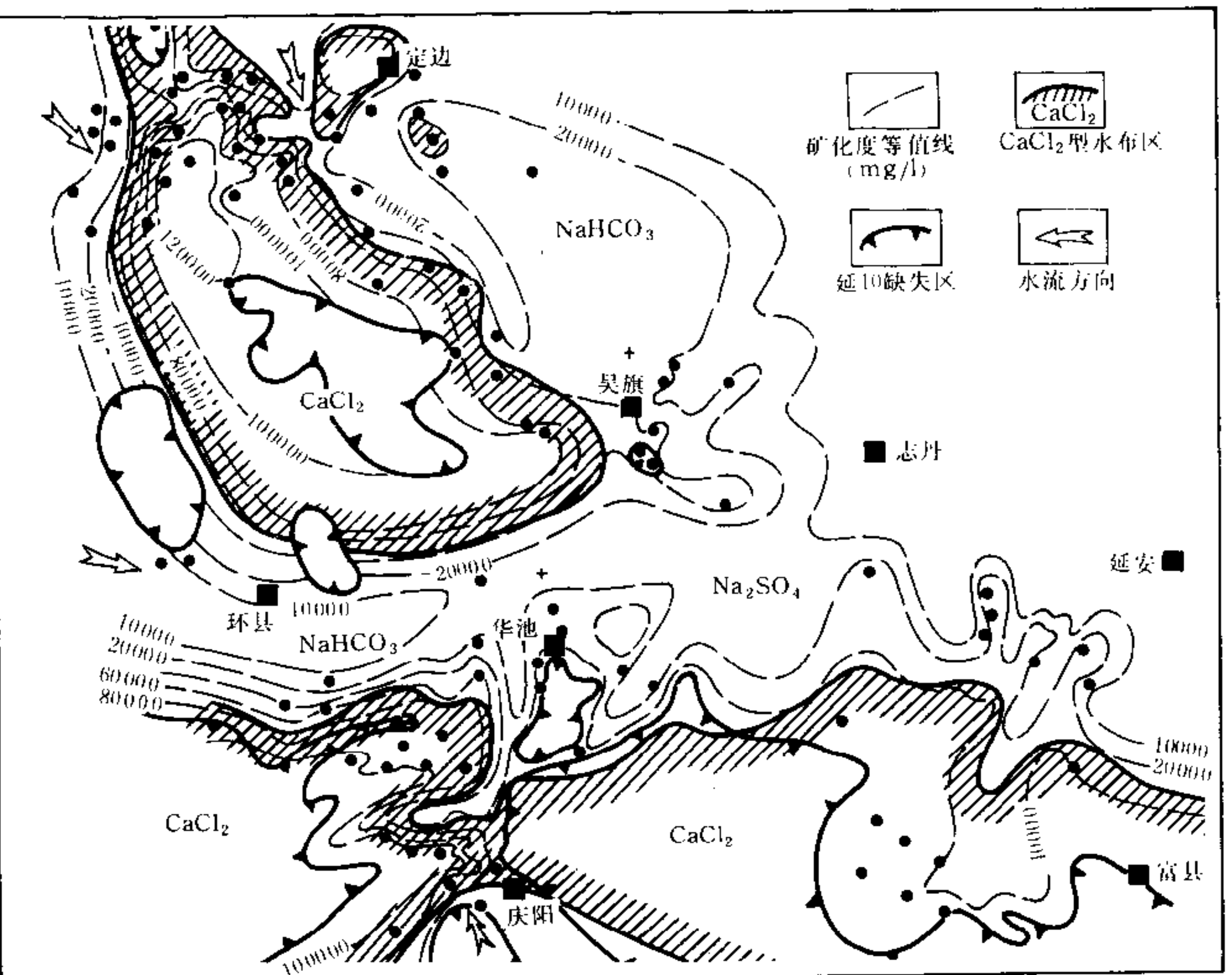


图 1-8-15 延 10 层水化学类型及矿化度等值线图

早白垩世以后，侏罗系与延长组一起进入白垩纪—现今水文地质旋回第二阶段，发生了渗入水的形成和流体压力的调整过程。但是与延长组不同，侏罗系底部形成明显的渗透承压水运动体系和水交替作用，可以区分出供水区、承压区和排泄区。

图 1-8-14❶ 反映了延安组延 10 层渗入水压力体系的调整结果，即现今状态。延 10 层地层水的静水位以盆地西缘冲断带最高，一般是 1216～1389 米。在这个地带，大气水沿露头和断裂系统渗入，成为供水区。在宽广的盆地中部地区，地层水静水位向东逐渐降低到 1000 米上下。由供水区渗入的水流，在这里成为承压水，主要沿古河道的河谷部分向东运动。

水流在交替过程中，逐渐替换早先由延长组侵入的高矿化度 $CaCl_2$ 型水，使水的化学成分改变成矿化度很低的 Na_2SO_4 型和 $NaHCO_3$ 型水（图 1-8-15）❷。改变后的水与原有水在化学特征上差异显著，意味着替换程度很高，原有水被保留下来的数量很有限。在古河网地形比较高的丘陵上，看不出渗入水的影响，仍然存在着高矿化度的 $CaCl_2$ 型水。在盆地东部，延安组大面积出露，延 10 层地层水静水位在 1000 米以下，由供水区来的渗入水由这里流出地表，形成排泄区。延安组延 10 层地层水在排泄过程中，显然与东部露头区现代渗入水混合，使排泄出来的水矿化度大大降低。

在延安组渗入水的交替过程中，对古河谷地带早先形成的油藏构成冲洗和破坏，所以目前还没有发现含油丰度比较高的油藏。这种冲洗和破坏作用对近河谷的谷坡地带的油藏也有影响，但影响程度已经很微弱，使这些油藏可以保存下来。这可以从华池油田得到证实。华池油田是一个典型的含水段很厚的底水油田。但是油水界面没有明显的由水动力作用造成的变异现象，仍近于水平。只在油水过渡带原油有变黑变稠现象。表 1-8-7 中列入的澎滩、吴旗、下寺湾等油田也受到了这种影响，虽然地层水的矿化度变低，水型也以 Na_2SO_4 型和 $NaHCO_3$ 型为主，油藏仍然被保存下来，并具有一定的产油能力。

❶❷刘孝汉等，1977，对陕甘宁盆地侏罗系油水特征的初步认识。

第九章　天　然　气

鄂尔多斯盆地天然气资源丰富，被列为重点天然气勘探的大型盆地之一，已在中生界、上古生界、下古生界发现了天然气藏，目前勘探工作正在进行中。现分层系将本盆地天然气地质简述于后。

第一节　中　生　界●

一、天然气的分布

中生界下侏罗统延安组及上三叠统延长组是鄂尔多斯盆地内勘探历史最长、分布地域最广、勘探程度最高的含油气层系。迄今为止仅在盆地南部和西缘找到中生代气藏三个，获气井、油气同产井 81 口，其中日产 1000 立方米以上的工业气井 65 口。见图 1–9–1 及表 1–9–1。

表 1–9–1　鄂尔多斯盆地中生界气藏概况表

油田名称	产 气 层 位	气顶面积（km^2）
李庄子	延安组	0.22
马家滩	延长组	0.46
直罗	延长组	9.8
合计		10.48

天然气的产出形式，又可分为气顶气、油层溶解气两类。

1. 气顶气

是指与油共存于油气藏中呈游离状态产出的天然气。主要分布于陕北斜坡的洛河、葫芦河以及西缘冲断带李庄子、马家滩两油田，具有以下特征：

（1）埋藏浅　最大埋深一般都小于 1200 米。

（2）产气层位多　目前在中生界共获得工业性气井 65 口，产气层位多达十余个，从上三叠统延长组的长 10、长 8、长 4+5、长 3、长 2、长 1 到下侏罗统延安组的延 10、延 9、延 8+7、延 5 层，以及中侏罗统直罗组，都已发现了丰度不同的含气层。

（3）重烃含量低　盆地内中生界气顶气重烃含量普遍较低，一般为干气，通过 30 个气样分析，重烃含量大于 5%的样品仅 1 个，占样品总数的 3.33%，重烃含量最高者 7.82%，平均 2.18%。

（4）相对密度小　一般为 0.5512～0.66。

●凌升阶，1987，陕甘宁地区中生界天然气成因类型及资源评价。

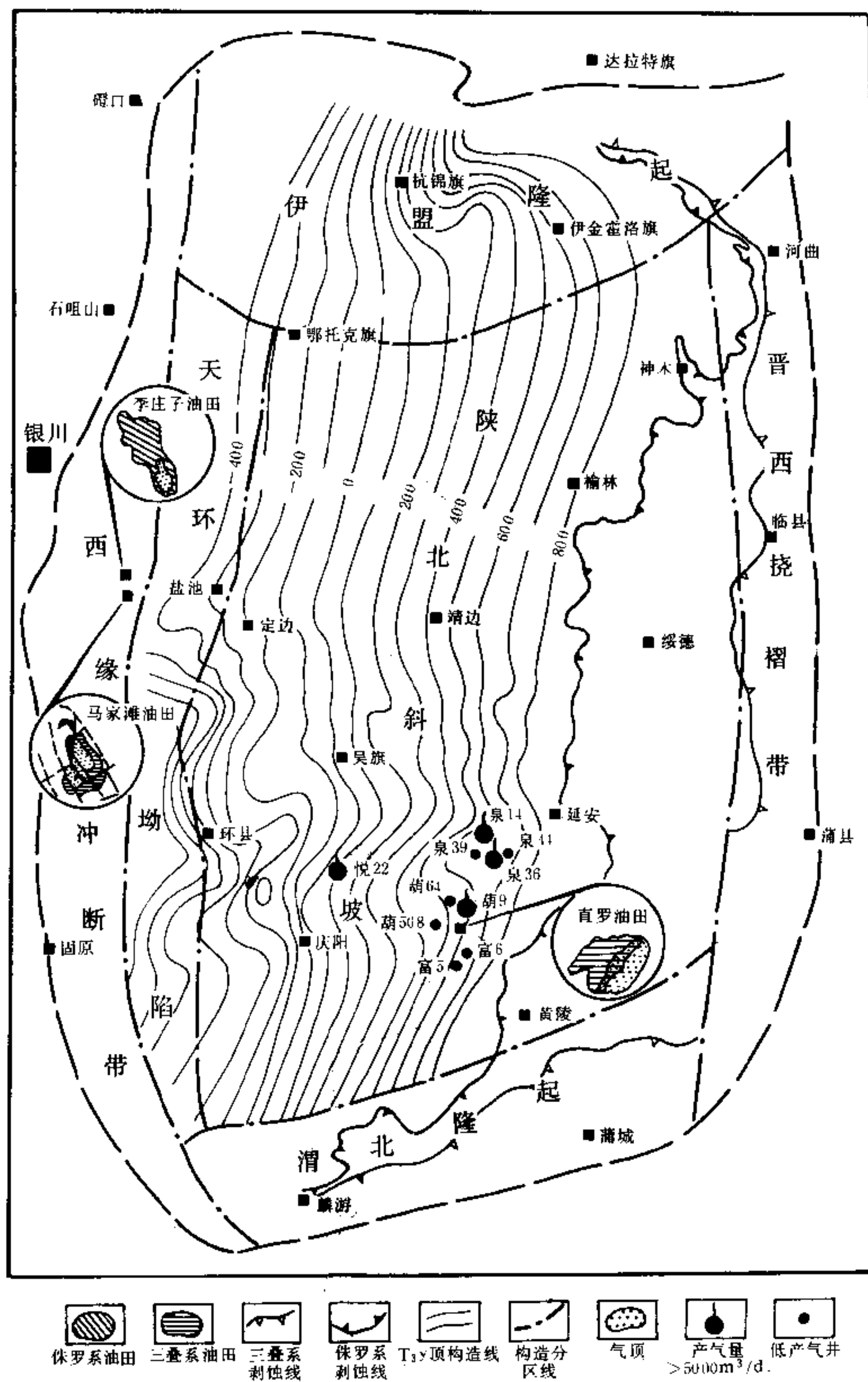


图 1-9-1　鄂尔多斯盆地中生界天然气藏气井分布图

2. 溶解气

中生界油田任何一个油藏内均溶解一定数量的天然气，只是溶解气的数量不同而已。这主要受构造背景、保存条件、埋藏深度等多种因素控制。盆地内的溶解气具有以下特征。

(1) 重烃含量高，气体相对密度大　盆地内中生界各油田油层溶解气的重烃含量普遍较高，其最高值可达57.77%，平均值为32.36%，是典型的湿气。绝大多数油层溶解气相对密度偏大，一般大于0.8，个别竟高达1.310。

(2) 相同层位油层油气比的大小与油气的保存条件有关　保存条件相对较好的油层油气比高，如华池、城壕两个油田延10+9油层，埋深均为1200米，但华池油田邻近甘陕古河道，水交替活跃，保存条件较差，油层中最大油气比仅21.2米^3／吨。城壕油田保存条件较好，未被古河道切割，最大油气比则为53.9米^3／吨。

(3) 油气比随油层埋深而增大同一油田或者同一油层，在不同地区，油层油气比一般随油层埋深而增大，这是盆地中生界油田的普遍规律。

二、天然气的地球化学特征

近年来先后在盆地内采集了23个气样，进行碳、氢同位素、甲烷同系物同位素分析。结合兰州地质所化探资料（天然气汞含量），可归结出如下天然气地球化学特征。

1. 天然气甲烷碳同位素特征

(1) 不同构造单元的天然气$\delta^{13}C_1$值具有不同的分布值域　西缘冲断带天然气$\delta^{13}C_1$值域为−34.14～−50.43‰，平均值−42.84‰，标准偏差6.22‰；陕北斜坡天然气$\delta^{13}C_1$值域是−40.07～−59.2‰，平均值−46.70‰，标准偏差5.73‰。表明冲断带的天然气$\delta^{13}C_1$值比陕北斜坡重。

(2) 同一构造单元的天然气$\delta^{13}C_1$值在纵向上存在着差异　一般说来下侏罗统延安组的天然气$\delta^{13}C_1$值较上三叠统延长组重。陕北斜坡延长组天然气$\delta^{13}C_1$平均值为−48.47‰；延安组$\delta^{13}C_1$平均值为−44.88‰。在冲断带也同样，延安组的天然气$\delta^{13}C_1$值为−40.69‰，延长组则仅−46.42‰。

(3) 延安组的天然气$\delta^{13}C_1$值域比延长组分布广且标准偏差大　西缘冲断带，延安组天然气$\delta^{13}C_1$值域为−34.14～−50.43‰，标准偏差7.82‰；延长组值域为−45.45～48.0‰，标准偏差1.38‰。前者的标准偏差是后者的5.6倍。陕北斜坡延安组天然气$\delta^{13}C_1$值域为−40.07～−59.2‰，标准偏差5.44‰；延长组$\delta^{13}C_1$值域为−47.1～−49.95‰，标准偏差1.19‰。前者的标准偏差是后者的4.57倍。

2. 天然气甲烷同系物同位素特征

天然气甲烷同系物同位素特征表现为西缘冲断带比陕北斜坡重。如前者$\delta^{13}C_1$为−35.66‰，$\delta^{13}C_2$为−26.18‰；后者$\delta^{13}C_1$为−45.79‰，$\delta^{13}C_2$为−37.72‰，$\delta^{13}C_3$为−33.78‰。

3. 天然气氢同位素δD特征

延安组天然气δD较延长组重，前者为−229.1‰；后者为−243.41‰。西缘冲断带天然气δD值比陕北斜坡重，前者平均值为−216.75‰；后者为−247.78‰。

4. 天然气汞蒸气含量特征

(1) 纵向上不同层位天然气汞含量存在差异性　上古生界天然气汞含量平均值3309纳克／米^3；延长组平均值为9.34纳克／米^3；延安组平均值为34.2纳克／米^3。纵向上呈高低高变化。

(2) 同一层系，不同构造单元的天然气汞含量具有明显的分区性。一般说来，西缘冲断带表现为低值；陕北斜坡汞含量略高。例如同属于中生界延长组储集层的庆阳井组和马家滩油田，前者位于陕北斜坡，汞含量平均值为 11.8 纳克／米^3；后者地处马家滩断裂带，汞含量平均值仅 7.7 纳克／米^3。另外延安组也具有同样规律。

综上所述，鄂尔多斯盆地中生界天然气的碳、氢同位素、甲烷同系物同位素，西缘冲断带比陕北斜坡重；汞蒸气含量则是陕北斜坡略高于西缘冲断带。另外延安组天然气甲烷碳、氢同位素、甲烷同系物同位素以及汞含量比延长组略加重。

三、天然气的成因类型

考虑到盆地内不同构造单元，不同层系天然气的碳、氢同位素及汞含量特征的差别，盆地内中生界天然气的成因类型，可分为陕北斜坡上三叠统，西缘冲断带中生界及陕北斜坡侏罗系等三种类型。

1. 陕北斜坡上三叠统天然气

陕北斜坡是一个区域性西倾单斜，西部油层埋藏深，天然气一般呈溶解气存在于油层中；东部油层埋藏浅，油层中既有溶解气，也有气顶气。

(1) 溶解气是典型的油型气

1) 天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 值具有油型气特征。阳 11 井、塞 29—3 井天然气 $\delta^{13}C_1$ 值分别为−47.1‰、−49.95‰，两者均在伴生（油型）气 $\delta^{13}C_1$ 值域（−55～−35‰）以内。

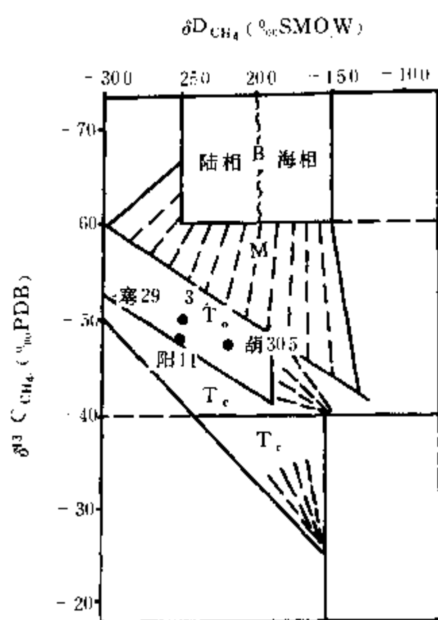


图 1-9-2　天然气 $\delta^{13}C_1$—δD 关系图

M—混合气；B—生物成因气；T_o—石油伴生气；T_c—凝析油伴生气

按照 Schoell 天然气成因分类，上三叠统天然气也具有油型气特征。将阳 11、塞 29—3 等井的 $\delta^{13}C_1$、δD 值点在 $\delta^{13}C_1$—δD 关系图上，其点都落在石油伴生（油型）气范围内（图 1-9-2）。

2) 天然气汞含量具有油型气特征。国内外统计资料表明，油型气汞含量一般小于 600 纳克／米^3。陕北斜坡西部的庆阳井组天然气汞含量仅 11.8 纳克／米^3。

(2) 气顶气也是典型的油型气　气顶气具有同溶解气一样的碳氢同位素特征，也是典型的油型气。

葫 20、葫 305 井是直罗油田气顶气的代表。气层埋深仅 600 余米，天然气 $\delta^{13}C_1$、δD 值分别为−48.1‰、−48.71‰和−224.0‰。$\delta^{13}C_1$ 值与相距 160 余公里的西部阳 11 井十分接近。另外，将葫 305 井 $\delta^{13}C_1$ 与 δD 值点在 $\delta^{13}C_1$—δD 关系图上，也表明葫 305 井天然气是油型气（图 1-9-2）。

2. 西缘冲断带中生界天然气

目前仅在西缘冲断带的马家滩找到中生界油气田和出油点，其中马家滩、李庄子油田具有气顶气，摆宴井油田有较丰富的溶解气。

(1) 摆宴井油田侏罗系油层溶解气成因类型　通过对该油田天然气碳、氢同位素资料及地质条件进行综合分析，认为摆宴井油田天然气是中生界油型气与古生界煤成气的混合气。

1) 天然气 $\delta^{13}C_1$ 具混合气特征。摆 10 断块三个气样 $\delta^{13}C_1$ 平均值为-35.03‰，它介于三叠系油型气（$\delta^{13}C_1$ 平均值-48.78‰）与横山堡地区煤成气（$\delta^{13}C_1$ 平均值-32.88‰）之间，是不同于油型气，又与煤成气有区别的混合气。

2) 从摆 12—4 井 $\delta^{13}C_2$ 为-26.18‰来看，符合混合气 $-28.8‰<\delta^{13}C_2<-25.1‰$ 的指标。

3) 具有形成混合气的地质条件。摆 10—8 井延 10 层原油 $\delta^{13}C$ 值为-32.93‰，与庆阳阳 15 井长 6 原油的 $\delta^{13}C$ 值（-31.916‰）接近，表明摆宴井延安组原油来自延长组，同理，天然气也会有其下部地层气源，因为同一断裂体系内，位于马家滩冲断带北部的横山堡地区，已明确气源岩为上古生界的煤成气。本区众多的断裂必将使煤成气上窜至侏罗系圈闭中，从而使摆宴井油田天然气变成为混合的气源。

(2) 马家滩、李庄子侏罗系油层天然气成因类型　从本区构造的地质背景来分析，上述两个油田同摆宴井油田一样，具有形成混合气的地质条件。所采得的天然气碳氢同位素值比摆宴井为轻，这是由于上述两油田埋深较摆宴井浅，保存条件略差、天然气被氧化的结果。马家滩断背斜北高点马中 1 井原油属氧化稠油可为佐证。

通过上述分析，可以认为，马家滩断褶带中生界天然气是延长组油型气与上古生界煤成气组成的混合气。

3. 陕北斜坡延安组天然气

尽管延安组是一套煤系发育的地层，然而从 6 个油田 10 个天然气样品测得的碳、氢同位素以及汞蒸气含量资料来看，仍属油型气。依据如下：

1) 6 个油田的天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 平均值为-44.88‰，与油型气的 $\delta^{13}C_1$ 值基本一致。

2) 天然气甲烷同系物组成具有油型气特征红井子红 8 井延 6 层天然气乙烷、丙烷碳同位素值分别为-39.31‰、-33.96‰；马岭油田中 299 井延 9 层天然气 $\delta^{13}C_2$、$\delta^{13}C_3$ 值分别为-35.62‰、-33.80‰，具油型气特点。

3) 所测得马岭油田天然气汞含量平均值为 61.9 纳克／米^3，明显低于煤成气通常大于 700 纳克／米^3 的标准，应划为油型气。

4) 油源对比以及勘探实践都表明延安组油气来自下伏延长组，这是延安组天然气碳、氢同位素具有油型气特征的地质依据。

值得提出的是，虽然延安组煤系地层对天然气碳、氢同位素值有一定的影响，但由于延安组煤系地层生气母质差，热演化程度低，生气量甚微，所以延安组天然气主要来源于延长组，因此属油型气。

综上所述，盆地西缘冲断带中生界天然气是延长组油型气和古生界煤成气组成的混合气；陕北斜坡中生界三叠系侏罗系天然气属油型气。

四、中生界气藏形成条件分析

1. 陕北斜坡气顶气藏形成条件

1) 油层古、今埋深反差大，是气藏形成的先决条件。油层中的油气比随埋深增加而增大，这是油层具有的普遍规律。构造运动使油层埋深变浅，使地层压力小于饱和压力，油层中溶解的天然气脱出，这是气顶气藏形成的条件。

2）油气运移方式是影响气顶气藏规模大小的主要因素。油气运移可分为垂向和横向两种方式，前者能量释放快、轻组分散失多，原油相对密度增大；后者能量释放慢，一般以脱气方式使油层达到平衡。陕北地区的安塞（长2）和洛河（长2）、葫芦河（长1）三地区原油物性、气顶气规模上的差异与运移方式有关。安塞是垂向运移方式为主；洛河、葫芦河则表现为横向运移方式为主。

3）沉积条件是油气运移方式的地质基础，沉积岩层面应力分布为油气横向运移提供条件。

三角洲前缘砂体发育的水平层理，成为有利于油气运移的通道，这已被压汞试验所证实。在地层条件下埋深小于千米的地带，地层中的水平压力大于垂直压力，故使三角洲前缘砂体内的水平层理成为油气横向运移的通道。安塞与洛河、葫芦河地区油气运移方式的差异正是由于沉积条件和油层埋深不同（前者埋深大于千米，后者则小于千米）所造成的。

2. 西缘冲断带气顶气藏形成条件

1）油层饱和压力大小与异地气渗入有关。古生界煤成气上窜至中生界地层的圈闭中，将增大油层油气比，提高饱和压力。

2）靠近大断层的圈闭构造，由于断层的通道作用，利于捕集下伏层上古生界煤型气。

综上所述，油层古今埋深反差大，今埋深小于1000米的三角洲前缘储集砂体是陕北斜坡形成气顶气藏的地质基础，大断层附近的断块圈闭，是西缘冲断带形成气顶气藏的必要条件。

五、有利区块选择

以油气田天然气丰度为横座标，油层油气比为纵座标，作天然气富集程度分类图（图1–9–3），可将盆地内的15个中生界油气田按天然气富集程度分为三类。Ⅰ类是以直罗油田为代表的高油气比、高丰度区，油气比大于70米^3／吨；天然气丰度每平方公里高于0.3亿立方米。Ⅱ类以安塞、马岭、马坊、马家滩、李庄子、摆宴井6个油田为代表，油气比、丰度介于Ⅰ、Ⅲ类之间。Ⅲ类是低油气比、低丰度区，油气比小于30米^3／吨，丰度低于每平方公里0.2亿立方米。

以Ⅰ类区油气田地质特征为依据，选择了三个含气有利区（图1–9–4）：

1. 直罗—黄陵地区

面积2300平方公里，见多层含气，直罗组、延安组、延长组均有低产气流，其中富6井延6层日产气5151立方米，胡9井长1层日产气6794立方米。是基本被证实的天然气富集区。该区发育长1层三角洲分流河道砂体，储油物性较好，加之长1层上部泥岩未受侵蚀，保存条件较好，是寻找中生界气藏的理想地区。

2. 下寺湾—延安区块

面积1932平方公里，是中生界延安组、延长组含气有利区，已发现侏罗系日产气量1万立方米以上的井2口，其中泉34井延7～9层日产气量17828立方米；延长组日产气量1万立方米以上的井3口，其中泉84井长2层日产气量15844立方米。该区主要储集层长2、长6层均为分流河道砂体，由下寺湾向延安作北东方向延伸，且长1层泥岩封盖条件较好，应予重视。

3. 富1井区块

三叠系延长组长2层为分流河道砂体，其上部长1恰为沼泽相泥岩覆盖，构成一较好的储盖组合，有利于天然气的富集。在前述两区突破以后，可以考虑本区的钻探。

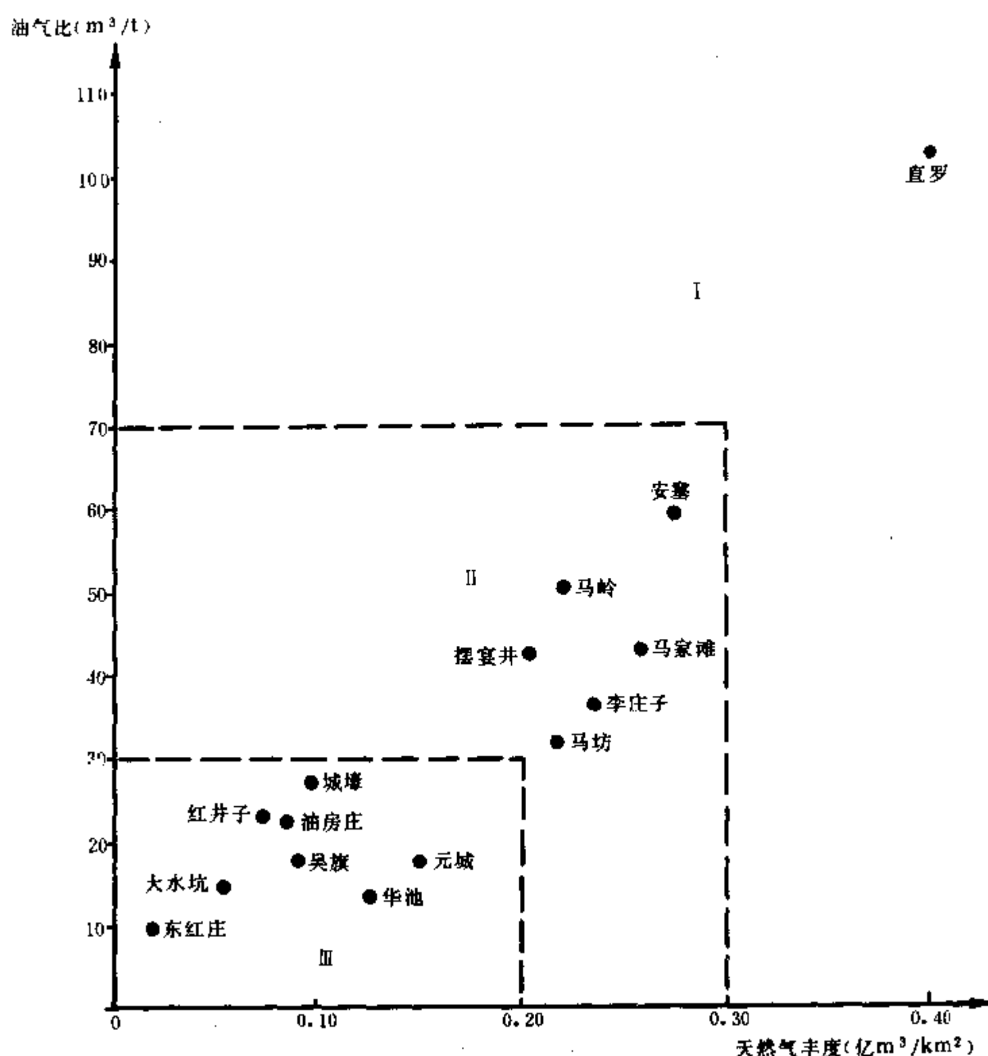


图 1—9—3　鄂尔多斯盆地中生界天然气富集程度分类图

第二节　上古生界

一、天然气的分布

鄂尔多斯盆地上古生界煤系分布面积 26 万平方公里，煤的蕴藏量丰富，暗色泥岩厚度大，具有煤成气形成的雄厚物质基础。截至 1988 年，已发现了刘家庄、胜利井、镇川堡等三个气田，另获一批工业性气井（图 1—9—5）。

各气田将在后面十一章第三节中叙述。现仅将零星气井的情况简述于后。

伊盟隆起石股壕构造上的伊深 1 井于下二叠统日产气 15290 立方米。黑劳潮构造上的鄂 2 井于下二叠统日产气 34689 立方米（10 毫米孔板）。阿布劳庙构造上的鄂 3 井于下二叠统日产气 49765 立方米（10 毫米孔板）。

日产气量 (m³)/产层
长6油田
长2油田
长1油气田
长1三角洲前缘相区
长2三角洲前缘相区
长6三角洲前缘相区
底部1000m埋深线
长1、长3缺失线
长2缺失线

图 1-9-4　鄂尔多斯盆地中生界大然气有利区评价图

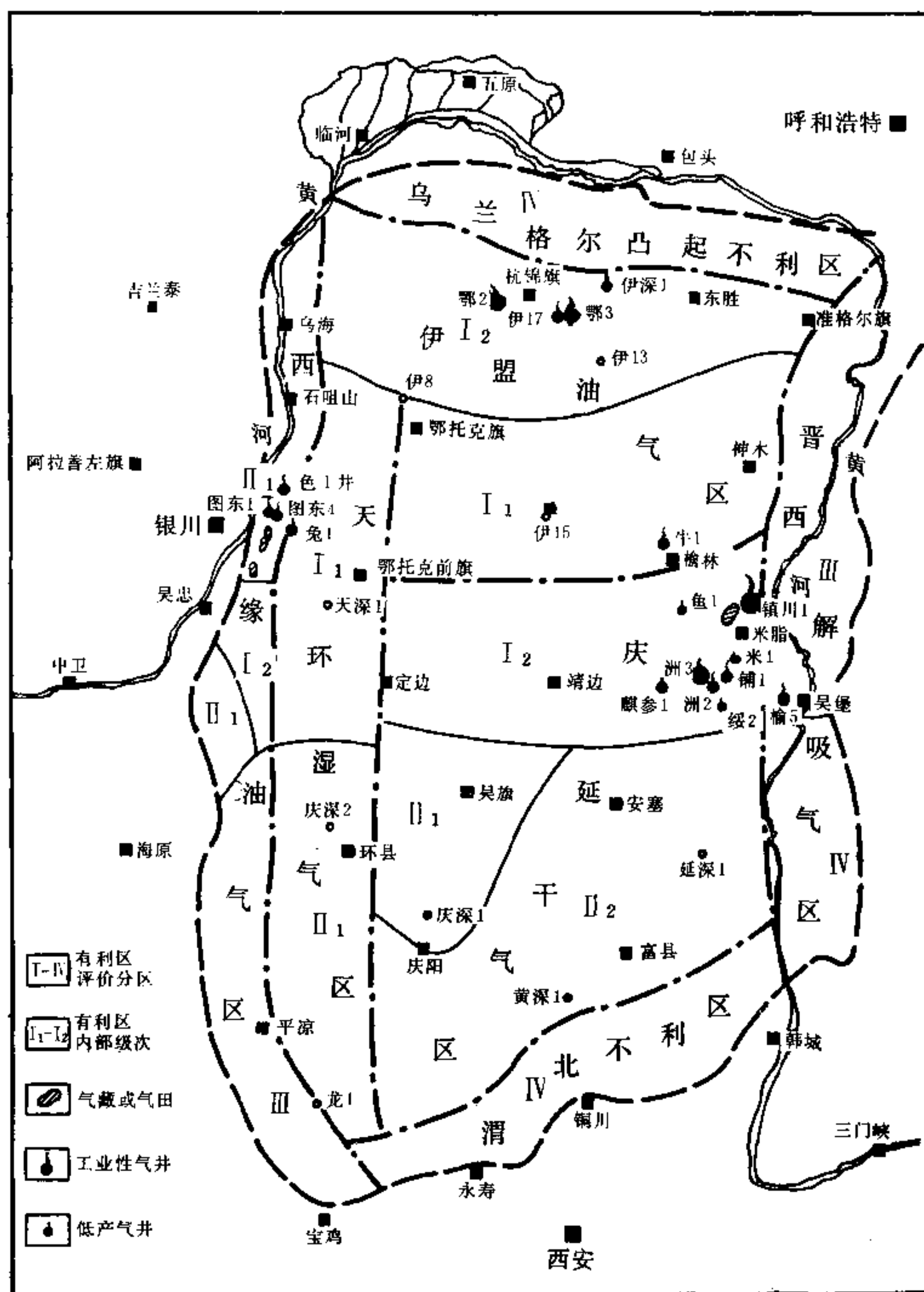


图1-9-5 鄂尔多斯盆地上古生界天然气藏气井分布图

天环坳陷北端李家场构造上的李1井于上石炭统日产气13176立方米（12毫米孔板）。李华台构造上的李华1井于下二叠统石盒子组日产气15223立方米。

在横山堡断褶带黑沙兔断鼻构造上的兔1井，于下二叠统山西组压裂后井口套压9.8兆帕，油压8.0兆帕条件下，日产气1.16万立方米，无水。地层压力29.05兆帕，气层温度

94.1℃，天然气含甲烷91.15%，相对密度0.6189。

哈什图东构造顶部的图东4井石盒子组合3气层，压裂后在流动压力14.37兆帕条件下，日产气1.24万立方米，凝析油0.1立方米，水3.9立方米，地层压力18.57兆帕，天然气甲烷含量91.11%，相对密度0.6088。

陕北绥德一榆林地区上古生界下石盒子组、山西组及太原组三套含气层形成岩性及构造—岩性气藏。目前已在镇川堡地区控制了一定的含气面积。分层情况如下：

下石盒子组岩性以硬砂质石英砂岩为主，孔隙度4～11%，平均4.9%，渗透率$0.1\times10^{-3}\sim1\times10^{-3}$二次方微米，平均$0.5\times10^{-3}$二次方微米。目前完钻13口井中有8口井见到气层。3口井试气获气流，1口井达工业标准（表1-9-2）。

表1-9-2　陕北绥德—榆林地区下石盒子组探井产气量统计表

序号	井号	层位	气层厚度(m)	层数	射孔井段(m)	厚度(m)	试气结果			
							孔板mm	流压(MPa)	日产气量(m^3/d)	日产水量
1	镇川1	石盒子组	15.2	3	2079.6～2083.6	4	15	4.31	39000	0
2	麒参1	石盒子组	15.8	2	2608.2～2618.0	5.6	6		5900	0
3	牛1	石盒子组	5.6	1	2589.8～2592.6	2.8	5		6300	1.66

山西组岩性为灰白色含泥硬砂质石英砂岩及含泥硬砂岩，单层厚度3～8米，孔隙度2～7.5%，平均4.3%，渗透率小于$0.1\times10^{-3}\sim8\times10^{-3}$二次方微米，平均$0.48\times10^{-3}$二次方微米，有9口井钻遇气层，其中3口井获气流（表1-9-3）。

表1-9-3　绥德—榆林地区山西组探井产气量统计表

序号	井号	层位	气层厚度(m)	层数	射孔井段(m)	厚度(m)	试气结果			
							孔板(mm)	流压(MPa)	日产气量(m^3/d)	日产水量(m^3/d)
1	麒参1	山西组	6.4	1	2690～2694	4	10		9600	0
2	镇川1	山西组	6.0	1	2172.5～2174.5	2	8	3.36	10072	0
3	铺2	山西组	4.5	1	2212.4～2218	4.4	8	3.03	2800	0.92

太原组岩性为灰白色纯石英砂岩，单层厚3～10米，孔隙度4～8%，平均5.4%，渗透率$0.1\times10^{-3}\sim1.5\times10^{-3}$二次方微米，平均$0.6\times10^{-3}$二次方微米。目前在10口探井中发现气层，对5口探井试气，全部获得天然气流，其中2口井达到工业标准（表1-9-4）。

太原组顶部石灰岩分布广，含气显示普遍，是一个区域性的含气层。除在镇川堡—四十里铺一带石灰岩厚度减薄外，其东西侧均为加厚区，一般厚度10～20米，最厚可达36米。

目前测试10口井，除绥1井外均获得天然气流，日产气1万立方米以上的井有4口（表1-9-5）。

表1-9-4　绥德—榆林地区太原组探井产气量统计表

序号	井号	层位	气层厚度(m)	层数	射孔井段(m)	厚度(m)	试气结果			
							孔板 mm	流压(MPa)	日产气量(m^3/d)	日产水量(m^3/d)
1	麒参1	太原组	8	1	2704.0~2710.0	6	8		24000	0
2	镇川2	太原组	4.7	1	2255.0~2258.0	3	8	8.27	13300	3.54
3	米1	太原组	5.7	1	2267.0~2270.0	3	12	13.0	610	2.82
4	鱼1	太原组	2.6	1	2565.6~2569.6	4	8		240	0
5	铺1	太原组	9.2	1	2247.0~2251.0	4	5	9.8	5200	0.63

表1-9-5　绥德—榆林地区太原组石灰岩产气情况表

序号	井号	层位	气层厚度(m)	层数	射孔井段(m)	厚度(m)	试气结果			
							孔板(mm)	流压(MPa)	日产气量(m^3/d)	日产水量(m^3/d)
1	洲2	太原组石灰岩	4	1	2342.0~2346.0	4	12	11.24	39741	0
2	麒参1	太原组石灰岩	6	1	2704.0~2710。0	6	10		28286	3.0
3	铺1	太原组石灰岩	4.1	2	2218.3~2224.8	6.5	10	4.27	10000	97.0
4	铺3	太原组石灰岩	5	1	2296.0~2301.0	5	8		125	0
5	绥2	太原组石灰岩	6	3	2326.0~2343.5	17.5	5		1780	0.15
6	镇川3	太原组石灰岩	6	3	2417.0~2430.0	13.0	5	1.07	1360	0
7	镇川4	太原组石灰岩	3	1	2231.0~2234.0	3	8	3.91	6270	0
8	榆4	太原组石灰岩	7	3	2186.5~2208.0	21.5	8		3829	0
9	洲3	太原组石灰岩	1.39	1	2352.9~2354.29(裸眼)	1.39	32		130560	0

二、天然气的地球化学特征及成因类型

分析上古生界、中生界、下古生界天然气、原油、沥青、干酪根的碳同位素，证实盆地西缘胜利井、鸳鸯湖和盆地北部伊盟隆起等地的上古生界天然气，主要来源于石炭—二叠系煤系，其干酪根、沥青、油、天然气的碳同位素系列偏重，原油具姥鲛烷优势，是煤系生成物比较明显的特征（表1-9-6）。

表1-9-6 鄂尔多斯盆地各种类型天然气甲烷 $\delta^{13}C_1$ 数据表

层位	天然气分类	$\delta^{13}C_1$（PDB，‰）		样品数
		分析范围	平均值	
上古生界	深层（>1000m）天然气	−28.2～−37.08	−32.93	8
	深层（>1000m）煤层气	−30.05～−34.82	−33.26	3
	深层（>1000m）煤样脱附气	−31.54～−33.6	−32.57	2
	煤热解气	−31.3～−34.1	−32.78	2
	泥岩热解气	−32.6～−34.7	−33.65	2
	浅层（<1000m）天然气	−42.20～−58.01	−48.64	3
	浅层（<1000m）煤样脱附气	−33.1～−58.4	−44.74	5
奥陶系	生油岩热解气		−39.6	1
中生界	深层（>1000m）油田气	−42.2～−48.1	−44.93	7
	浅层（<1000m）油田气	−48.0～−59.2	−53.6	2
第四系	浅层生物气	−72.0～−77.9	−74.95	2

盆地东部榆林、绥德、靖边地区及天环坳陷北段，曾用二叠系暗色泥岩、煤、石炭系泥灰岩、奥陶系碳酸盐岩等生气源岩的酸解烃气碳同位素，与各井所产天然气碳同位素进行对比以解决天然气来源问题。对比结果，说明部分井的天然气来自奥陶系气源岩，如天1井、鱼1井、伊24井、任3井、榆2井产自奥陶系之气及鸳探1井产自上石炭统太原组之气；部分井的气是来自石炭—二叠系气源岩，如铺1井、陕参1井、麒参井、米1井、绥2井等原生天然气以及洲1井产自奥陶系之天然气；部分井的天然气则是属于以上两个层位气源岩的混合气源。如牛1井石炭—二叠系及奥陶系之天然气、陕参1、麒参1、铺1、镇川2井产自奥陶系天然气，镇川1井石炭—二叠系之天然气等。

以上情况说明，产气层位常与气源层不相一致，产自奥陶系气层之气，可能来自石炭—二叠系，如洲1井；产自石炭—二叠系或奥陶系气层之气可能为奥陶系气源岩与石炭—二叠系气源岩的混合气，如牛1、镇川1、陕参1、麒参1、镇川2井等。目前尚未搞清气源岩与产层之间的关系，勘探古生界气藏二套气源岩均应同等重视。

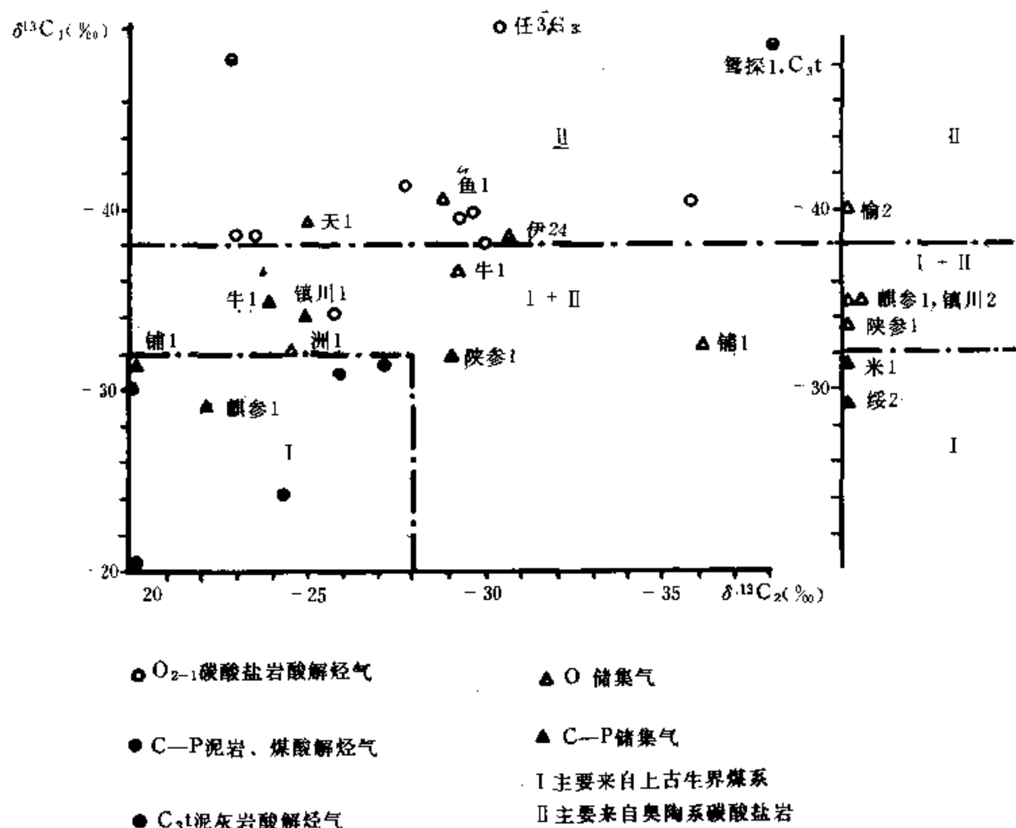


图 1-9-6 天池榆林地区古生界产出气，岩石酸解烃气 $\delta^{13}C_{1,2}$（‰PDB）对比图

三、成气地质条件❶

1. 沉积环境

据油气源对比，上古生界天然气为煤系母源型气，上古生界原油也与煤系存在亲缘关系。因此二者均为煤系母源型，母质为石炭—二叠系煤及暗色泥岩中的分散有机物。本区存在三大成煤成气环境。

（1）海湾—泻湖环境 主要分布在盆地西缘，中上石炭统煤系属于这一类。特点是煤层薄（0.5～2 米）、层数多、分布稳定。常伴有较厚的海湾—泻湖相黑色泥页岩，成为良好的生油气源岩，累计西缘煤层厚 10～30 米，暗色泥岩厚 200～400 米。

（2）滨海沼泽环境 盆地东部石炭系即属此类环境。分布于滨海广阔低洼地带，特点是煤层少（1～3 层）、单层厚（3～8 米），分布广。在盆地中、东部煤层厚度 5～10 米，暗色泥岩厚 50～70 米。

（3）河流三角洲湖泊环境 盆地北部分布有三角洲平原分流河间洼地，成煤物质丰富，母质多为高大乔木，煤层少但厚度大、含硫低，煤层厚度为 15～25 米，暗色泥岩厚 20～40 米。

综合上述，可见上古生界气源岩（煤及暗色泥岩）在盆地的不同部位均有分布。以煤层

❶王少昌等，1985，陕甘宁盆地上古生界煤成气藏形成条件及勘探方向。

厚度为例，全区一般厚 5～10 米，沉积较厚的地区，为盆地东北部的乌审旗—杭锦旗—东胜—准格尔旗—保德地区，厚 15～30 米；西部乌达地区为 20～40 米，陶乐、韦州地区为 20～30 米（图 1–9–7）。

石炭系中统——山西组
等厚线单位：m

图 1–9–7 鄂尔多斯盆地上古生界煤层等厚图

暗色泥岩沉积厚度，全区一般为 50 米，西部乌达—陶乐—银洞子地区为 200 米，最厚在乌达地区，可达 900 米，中卫地区厚 300～500 米（图 1–9–8）。

煤及暗色泥岩中的分散有机质是生成煤成气的母质。

2. 储集层特征

(1) 储集层发育特征 太原组砂岩储集层岩性为粒间孔石英砂岩，成分纯，分选好，杂基含量低（0.5～1.2%），粒度粗（0.2～0.6 毫米），以西缘一带物性最好，孔隙度 3～

13%，渗透率 $0.5\times10^{-3}\sim148\times10^{-3}$ 二次方微米。图东 1 井日产水 60 立方米。东部地区颗粒变细，经成岩压实粒间孔变小，孔隙度仅有 8～9%，渗透率为 $9\times10^{-3}\sim31\times10^{-3}$ 二次方微米。

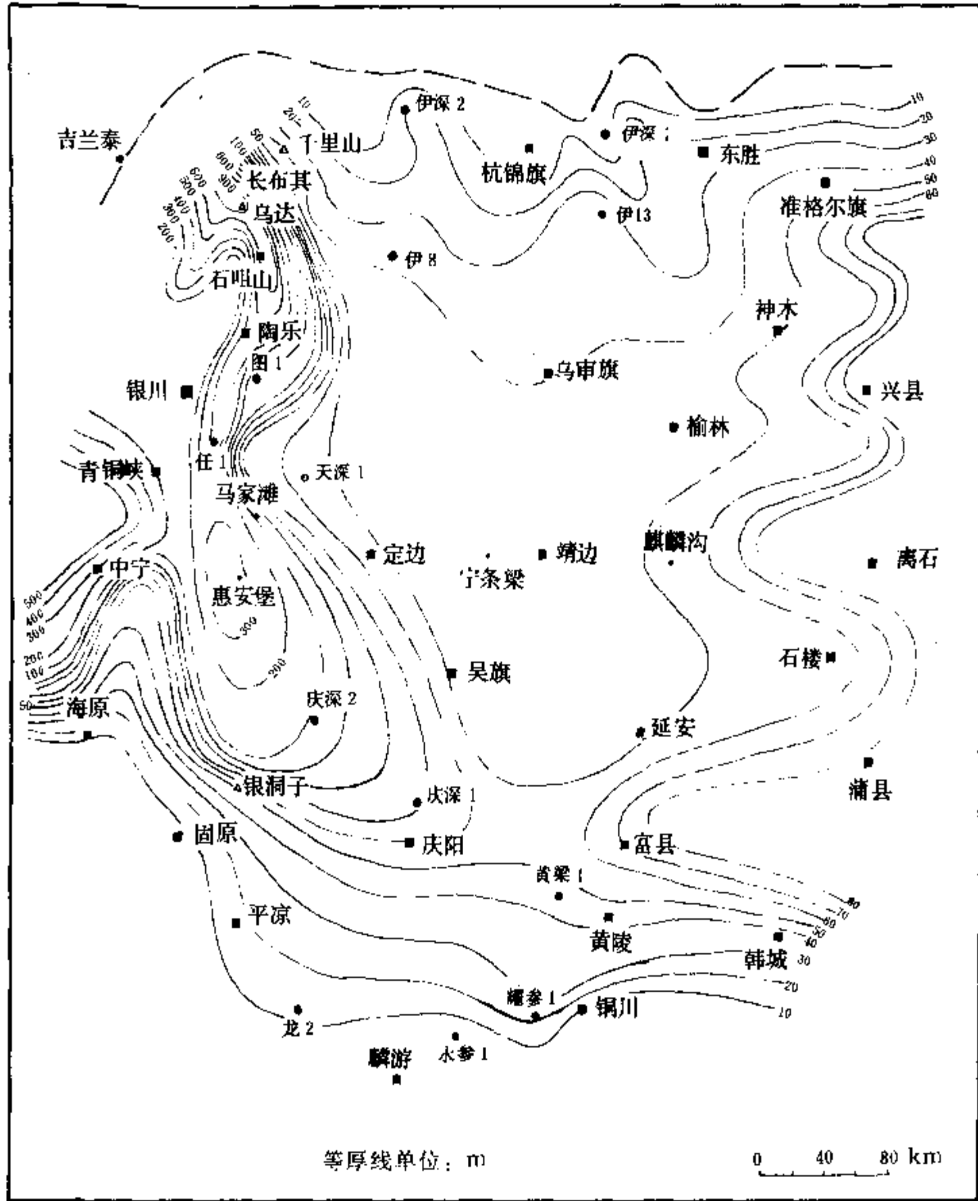


图 1-9-8 鄂尔多斯盆地上古生界暗色泥岩等厚图

山西组砂岩储集层岩性为粒间孔—复合型粒间孔石英砂岩，属于陆相三角洲沉积，杂基含量（4.6%）较太原组高，东部地区孔隙度仅 3～5%，渗透率为 $0.1\times10^{-3}\sim2\times10^{-3}$ 二次方微米，西部地区相对较好，孔隙度为 6～12%，渗透率为 $0.3\times10^{-3}\sim13.5\times10^{-3}$ 二次方微米。本组砂岩在图东 1 井日产气 6359 立方米。

下石盒子组砂岩储集层，为粒间孔—复合型粒间孔石英砂岩，河流相沉积，粒度粗，分选差。由于杂基及不稳定组分增多（长石，火山物质），成岩作用使之蚀变为高岭石，经孔

隙水溶滤作用，原生粒间孔改造为复合型粒间孔。西部、北部储油物性最好，孔隙度 6~18%，渗透率 2×10^{-3}~250×10^{-3} 二次方微米。西缘掩冲构造带任 11 井日产气 27.45 万立方米，任 6 井日产气 7.82 万立方米。东部地区岩性多变为长石岩屑质石英砂岩或长石砂岩，岩屑砂岩杂基含量高，压实程度强，很少有粒间孔，物性显著变差，孔隙度 3.4~9.5%，渗透率为 0.1×10^{-3}~0.5×10^{-3} 二次方微米。

上石盒子组砂岩储集层，以长石砂岩及岩屑砂岩为主，孔隙类型以溶蚀型次生孔隙为主，西缘孔隙度 10%左右，渗透率 0.3×10^{-3}~4×10^{-3} 二次方微米，任 4 井曾日产气 3.27 万立方米。

(2) 储集层横向分布　上古生界储集层以盆地西缘为最好，该区石炭系—二叠系石盒子组均以石英砂岩为主，孔隙类型多为原生粒间孔或复合型粒间孔，颗粒较粗，杂基含量少，物性好，且厚度较大。其次为北部地区，以石盒子组砂岩为最有利储集层。东南部地区储集条件最差（表 1–9–7、图 1–9–9）。

表 1–9–7　鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层分布情况表

项目 \ 地区 \ 层位	太原组			山西组			下石盒子组			上石盒子组		
	西部	东部	北部	西部	东部	北部	西部	东部	北部	西部	东部	北部
砂岩一般厚度 (m)	10~20	5~10	15~50	20~50	20~30	10~30	30~80	30~60	30~80	40~60	30~80	40~60
孔隙类型	粒间孔次生孔	粒间孔微孔	微粒孔间隙孔	复合型粒间孔	微孔隙		粒间孔复合型粒间孔	微孔隙		溶蚀次生孔隙	微孔隙	
孔隙度 (%)	3~13.5	8~9		6~12	3~5	9~10	6~16	3~9.5	10~18	10	1	
渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	0.5~148	9~31.4		0.3~5	0.1~2	0.3~0.7	2~110	0.1~0.5	2~250	0.3~4	<0.1	
岩性	纯石英砂岩	纯石英砂岩	纯石英砂岩	石英砂岩	石英砂岩	石英砂岩	石英砂岩	长石岩屑质石英砂岩		石英砂岩	长石岩屑质砂岩	
沉积相	海湾泻湖	滨浅海	海陆交互	河湖三角洲	湖沼	三角洲	河流相	滨浅湖三角洲	河流相	湖相	湖相	

3. 有效盖层分析及展布情况

(1) 盖层的封闭能力及有效厚度　依据气体绝对渗透率和气体通过各类岩石不同介质的排替压力，可以看出各种岩石的封闭能力（表 1–9–8）。

饱含水的泥质粉砂岩，当绝对渗透率为 10^{-6} 二次方微米时，尚有 100 兆帕的排替压力，具备了一定的封闭能力。从已发现的几个天然气藏来看，厚度不大的泥质岩具有较高的

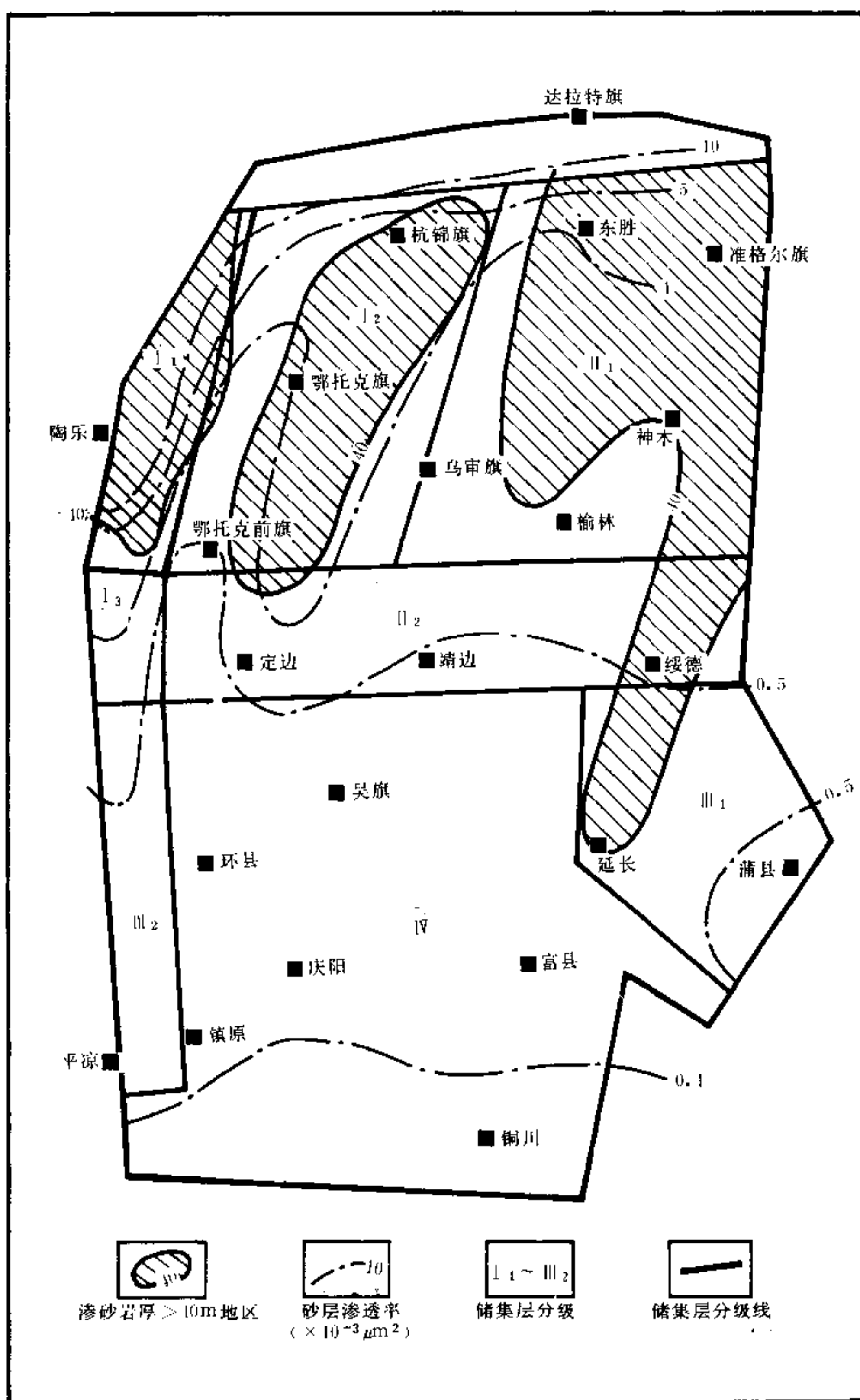


图 1-9-9　鄂尔多斯盆地上古生界主要储集层评价图

封闭能力。例如盆地西缘的刘家庄气藏，泥岩盖层仅有1.4～1.8米，可以封闭气柱高度40米。胜利井气藏的任6井下部气层气柱高60米，与上部水层仅有2米厚的泥质岩相隔，却能封盖具有中等压力的气藏，通过试验，发现泥质岩岩芯长度0.02～0.03米，渗透率为1.4×10^{-9}～4.75×10^{-9}二次方微米，气体突破压力有4～6兆帕。虽是短时间的试验，也能说明对泥岩盖层的厚度要求并不很高（表1–9–9）。

表1–9–8　盖层封闭能力评价等级表

类别	气体绝对渗透率(μm^2)	气体通过饱含不同介质的排替压力(MPa)			主要岩性	沉积相	遮挡能力	级别
		空气	煤油	水				
1	10^{-9}	4.7	17.0	75.0	细粉砂质泥岩 泥质粉砂岩	滨浅湖	最好	Ⅰ
2	10^{-7}	2.0	9.0	38.0	粉砂质泥岩 泥质粉砂岩	滨浅湖	良好	Ⅱ
3	10^{-6}	0.6	2.7	20.0	泥质粉砂岩 砂质泥岩	河漫相 滨湖浅海	好	Ⅲ
4	10^{-5}	0.1	1.2	10.0	泥质粉细砂岩	河漫滩滨湖	一般	Ⅳ
5	10^{-4}	<0.1	0.53	5.0	泥质细砂岩	分流河道	不好	Ⅴ

表1–9–9　泥质岩有效封盖厚度试验数据

井号	井深(m)	岩性	岩芯		气体突破压力(MPa)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)
			长度(cm)	直径(cm)		
薄1井	587.94	粉砂质泥岩	2.34	2.44	5.5	4.75×10^{-9}
ZK1井	712.0	粉砂质泥岩	2.89	2.45	4.0	3.25×10^{-9}
黄深1井	2871.1	铝土质泥岩	2.20	2.45	5.5	2.30×10^{-9}
图东1井	2125.0	铝土质泥岩	2.29	2.45	11.6 (1小时未破)	应大于1×10^{-9}
任4井	2320.0	粉砂质泥岩	1.59	2.46	5.2	2.05×10^{-9}
任5井	1430.5	粉砂质泥岩	1.92	2.45	6.0	1.4×10^{-9}

（2）盖层的分布情况　上二叠统上石盒子组发育大套滨浅湖相泥质岩，分布极为广泛，横向连续性强，相当地震T_8反射层，可连续追踪20～30公里。东、西缘厚度140～160

米，南北部厚度 40～60 米，是一套区域性的良好盖层，已发现的油气层多分布于这套盖层之下。石炭系泥岩、二叠系山西组泥岩或分布不稳定，或厚度较小，只可在局部地区起盖层作用。

4. 构造热演化模式及分区

本区上古生代构造—热演化具有五种不同的模式（表 1–9–10），将标志层达到最大埋深点后整体抬升的时间分为早、中、晚三期，分别与三叠纪末、中侏罗世末，早白垩世末期对应；将标志层在地史中和现今的最大埋深分为深、浅两类（2000 米以下为深），由此将以上五种模式命名为：浅早浅型、深晚深型、深晚浅型、深早浅型和深中浅型。代表了不同的构造—热演化分区。

表 1–9–10　上古生界构造—热演化模式及分区

模式类别	浅早浅型	深晚深型				深晚浅型	深早浅型	深中浅型
		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ			
地史中最大埋深	浅	深	深	深	深	深	深	深
抬升时间	T_{2-3}	K_1 末	K_1 末	K_1 末	K_1 末	K_1 末	T_1 末	J_2 末
现今埋深	浅	深	深	深	深	浅	浅	浅
现今煤阶	长焰煤—焦煤	气煤—焦煤	焦煤—无烟煤	瘦煤—贫煤	贫煤—无烟煤	焦煤—贫煤	长焰煤—贫煤	长焰煤—气煤
代表性资料点	伊 11、伊 12 五 1	伊深 1 伊 15、伊 9	庆深 1、红 3 黄深 1	庆深 2、伊 8 天深 1	惠安堡西	耀参 1 永参 1	楼 1、吉 1 保德	环 14、图 1 镫探 1
构造–热演化单元	乌兰格尔隆起	伊陕斜坡			西缘逆冲带掩伏体	渭北隆起	晋西挠褶带	西缘逆冲带推覆体
		伊盟陡坡	庆延缓坡	天环坳陷				

不同的构造—热演化模式，说明不同的热演化特点[1]，据此将盆地内的二级构造单元评价如下。“浅早浅型”，气源岩演化程度低，生气量不足，且保存条件较差，不能作为勘探的重点，如乌兰格尔凸起。“深晚深型”，气源岩埋藏深抬升晚，现今埋藏深度大，演化程度高，生气量大，保存条件好，如伊盟隆起南坡、陕北斜坡、天环坳陷、西缘冲断带掩伏体，是理想的勘探区带。“深晚浅型”，气源岩演化程度高、气量充足。但现今埋深不到 2000 米，保存条件欠佳，如渭北隆起，为勘探不利区。“深早浅型”，含煤地层埋深大，但抬升较早，使气源岩埋深变浅，演化程度不高，如晋西挠褶带。“深中浅型”，气源岩开始埋藏较深，但以后逐步抬升，致使演化程度不高，气源不足，且保存条件较差，如西缘冲断带推覆体。

5. 煤成气的运移与聚集

根据煤成气的有效运移量，确定不同地史阶段煤系的生气中心，结合古构造面貌，判断

[1] 费安琦，1985，陕甘宁盆地上古生界构造研究专题报告。

煤成气运移方向。

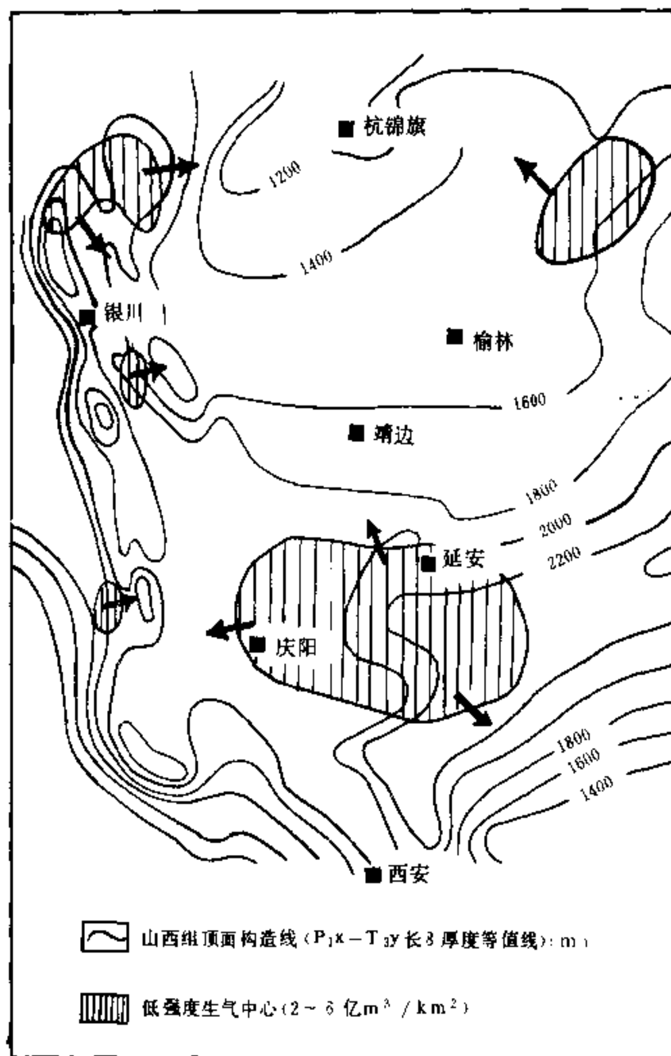


图 1–9–10　鄂尔多斯盆地印支旋回早期煤成气运移方向示意图

(1) 印支旋回早期　评价区均已有有效气态烃运移，但数量很少，仅在庆阳、延安、黄陵一带形成较低强度的生气中心。运移方向指向北侧吴旗、安塞，南侧铜川、韩城一带。鄂托克旗—杭锦旗地区的东西两侧，有乌达与保德两个小范围、低强度的生气区，运移方向指向隆起区（图 1–9–10）。

(2) 印支旋回晚期　评价区煤成气的运移已有一定规模，除乌兰格尔凸起、渭北隆起及麟游、沙井子隆起外，有效运移量均大于每平方公里 2 亿立方米。其中庆阳、延安、黄陵一带形成中等强度的生气中心（每平方公里 2～6 亿立方米），运移方向主要指向吴旗—安塞，彬县—韩城。其次为处于东部浅陷带与西部深陷带之间的环县—镇原一带（图 1–9–11）。

(3) 燕山旋回早期　评价区西部及东部南北各有一个生气区，庆阳延安一带生气范围进一步扩大，吴旗、延安、富县一带形成高强度生气中心（每平方公里有效运移量 10 亿立方米以上），环绕它存在的中强度生气区可延至晋西的石楼、蒲县一带。该生气中心生成的气主要向其北侧斜坡上的定边—吴旗一带及南侧斜坡部位的彬县—铜川一带运移，其次是向晋西石楼—河津一带运移。东胜—榆林之间也有一个较差—中等强度的生气区，其气体运移主要指向东胜—杭锦旗一带。西缘北段乌达—石咀山一带，亦形成高强度生气区，主要向天池—陶乐、及千里山—鄂托克旗一带运移。南段韦州—银铜了两个范围不大的生气区主要向沙井子、天池等高部位运移（图 1–9–12）。

(4) 燕山旋回中晚期　煤系生气进入高峰期，评价区范围内均有大量有效运移气排出。在天池—环县以东、榆林—延安以西、杭锦旗以南、庆阳以北形成大面积高强度生气中心。此时盆地面貌已大为改观，形成了东高西低的箕状形态，该生气区烃类主要向抬起最高的晋西挠褶带运移，其次是向北部的乌兰格尔，南部的渭北隆起方向运移。由于这三个构造带均属于隆起单元，部分目的层暴露地表，可能使一些气态烃散失。同时由于区域性的西倾单斜

形成后，使早期发育的部分被披覆，基底低幅度隆起成为东侧翘起的鼻状隆起，失去圈闭，使烃类散失。天环坳陷中形成的气态烃，主要向其西侧高部位的西缘冲断带运移。燕山中晚期的逆断层强烈冲断，使下盘地层埋深急剧增加，煤化程度大大提高，排出的烃类大增，不少地区可达每平方公里 10 亿立方米，运移至与冲断有关的各类构造圈闭中。但强烈的冲断活动，也可使聚集于西部隆起区的天然气遭到破坏。总观燕山中—晚期，虽有大面积生气中心形成，但由于构造变动强烈，烃类气体散失严重（图 1–9–13）。

(5) 燕山旋回晚期—现今

白垩纪后上古生界生气的范围及规模变小，伊盟隆起、陕北斜坡仍保留有大面积低强度的生气区，其中乌审旗周围及延安—富县一带为中等强度的生气区。运移方向与燕山旋回中晚期基本相同。西缘冲断带的下盘气源岩仍然继续排出烃类。盆地其余部分由于抬升，几乎没有新的烃类生成，但是因为埋深变浅，吸附气及溶解气开始析出（图 1–9–14）。

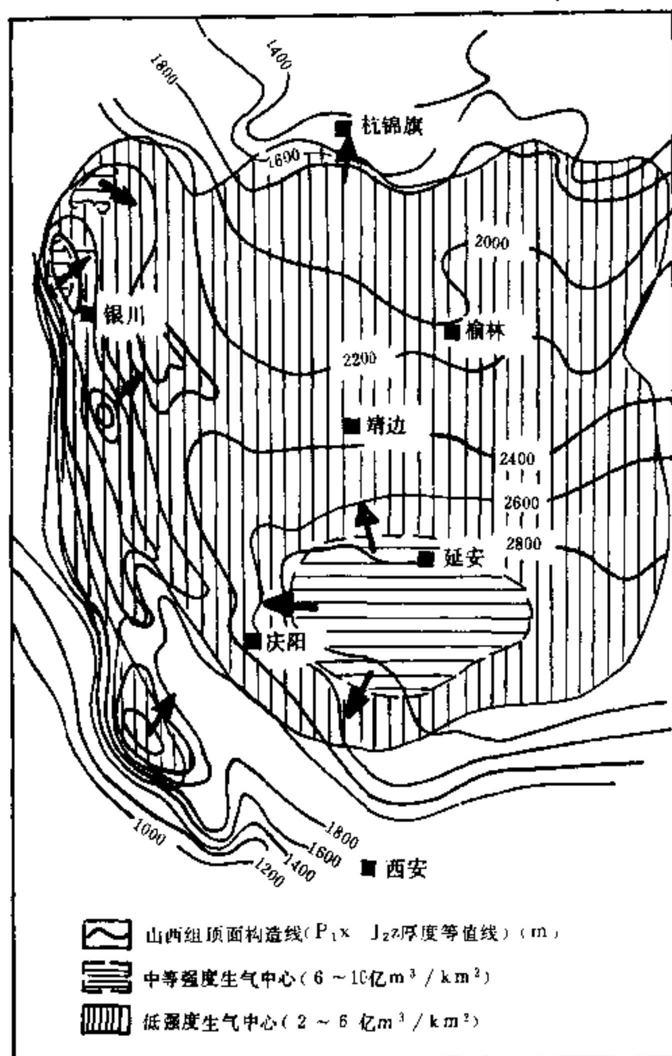


图 1–9–11　鄂尔多斯盆地印支旋回晚期煤成气运移方向示意图

由盆地构造演化及煤成气运移和聚集的历史可知，杭锦旗—东胜以南、镇原—延安以北，保存条件最好，构造活动微弱，目的层埋深加大，已形成的煤成气藏，保存下来的机遇最多。次为神木—黄陵一带及西缘冲断带下盘。

6. 圈闭类型预测❶

上古生界已经发现的煤成气藏和含气构造的圈闭类型有：背斜、半背斜、断背斜、鼻状隆起—岩性圈闭等（详见第十一章第三节）。据盆地的发育历史及沉积特征，推断尚有构造、地层、岩性及非常规等多种类型的圈闭。

(1) 构造圈闭

1) 背斜圈闭。按形成机制分为：

❶王少昌等，1985，陕甘宁盆地上古生界煤成气藏形成条件及勘探方向。

①与基底隆起有关的背斜：由于基底隆起与基底断块抬升而使上覆地层隆起而形成的背斜圈闭。其特点是构造平缓、面积大、幅度小。隆起阶段沉积的地层在顶部减薄，翼部增厚，有明显的继承性，如惠安堡—绥德地震大剖面上的东红庄、马坊、宁条梁等上古生代隆起；麒麟沟、石湾、永红、宁条梁下古生代隆起。这种构造多形成于印支构造幕，早于煤系地层气态烃运移的峰值期，对形成气藏有利。

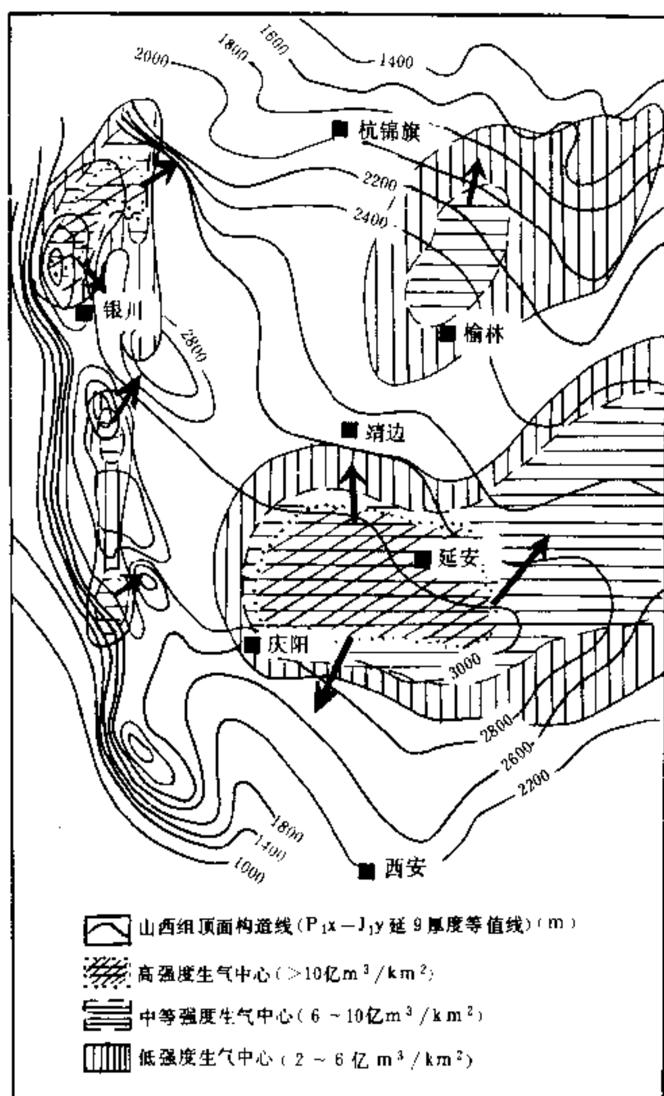


图 1-9-12　鄂尔多斯盆地燕山旋回早期煤成气运移方向示意图

②与奥陶系侵蚀残丘有关的披覆背斜圈闭：本区奥陶系顶面表现为典型老年期岩溶地貌，在准平原上发育着大小不等的溶蚀残丘与凹地（图 1-9-15）。石炭—二叠纪煤系沉积时，往往向残丘上尖灭，以及由于压实作用，残丘顶部地层变薄、翼部增厚形成披覆背斜，在经过重新处理的地震时间剖面上可以清楚地看到。如伊盟隆起伊金霍洛旗附近的红海子隆起。这种构造的特点是构造平缓，幅度小，多在 100 米以下，形状浑圆。披覆背斜形成于上古生代，故对早期形成的天然气聚集极为有利，目前已在庆阳—环县—吴旗一带有发现，如上里塬背斜。在惠安堡—绥德、包头—榆林等区域大剖面上也屡见不鲜。在庆阳、延安地区，根据 T_9—T_7 反射层下二叠统底—上三叠统的厚度，初步判定有 56 个。说明与奥陶系残丘有关的披覆背斜在陕北斜坡是大量存在的。

③与逆冲断层有关的背斜圈闭：由于盆地西缘具冲断活动，在其上盘形成的正牵引背斜，长轴平行于主冲断层走向、两翼不对称，陡翼依附于断层呈半背斜状。这类构造只在西缘冲断带发育，北段正牵引背斜多形成于燕山构造幕的中、晚期，南段的大台子、蟠龙坡等在加里东构造幕已有雏形。对圈闭下古生代中生代油气较为重要。

④与剪切挤压作用有关的背斜圈闭：燕山构造幕以来，在区域板块应力场控制下，鄂尔多斯盆地受到北西—南东向剪切挤压，在晋西与渭北地区形成一系列与之有关的背斜，呈线状或长轴状，两翼不对称，成排成带分布，由盆地外缘向内侧构造幅度变小，轴部出露地层

变新。经地震证实，T_9 构造与地面构造符合良好，如晋西的蒲县—吉县一带的古驿背斜，窑渠背斜（图 1-9-16）及渭北耀县—旬邑一带的田家嘴—走马湾、旬邑—马栏等背斜、晋西偏关—石楼一带发育着数排长轴背斜等。

2）断层圈闭。断层是否具备圈闭条件，取决于两侧并列地层的毛细管排驱压力差。当断层一侧为低毛细管排驱压力的渗透性地层，而另一侧具高毛细管排驱压力的非渗透性地层，或微裂隙发育且其中饱和水具有足够大的排驱压力时，断层具封闭性。断层在活动时一般开启，地史中断层多次活动，“封”与“通”相互交替、导致了气藏的聚集、运移与破坏。断层圈闭主要发育于西缘冲断带，有半背斜、断背斜、断块三种形式（图 1-9-17）。半背斜的特点是，一翼封闭于断层上，与断背斜不同之处在于背斜高部位无横断层；断块封闭则四周均为断层切割。断层圈闭的形成与断层的强烈活动有关，主要在燕山构造幕的中、晚期形成。如胜利井、胜利井北等气藏都属于断背斜圈闭。乌兰格尔南坡断层下盘的石盒子组砂岩与上盘的非渗透性中元古界变质岩接触，也可形成断层圈闭。

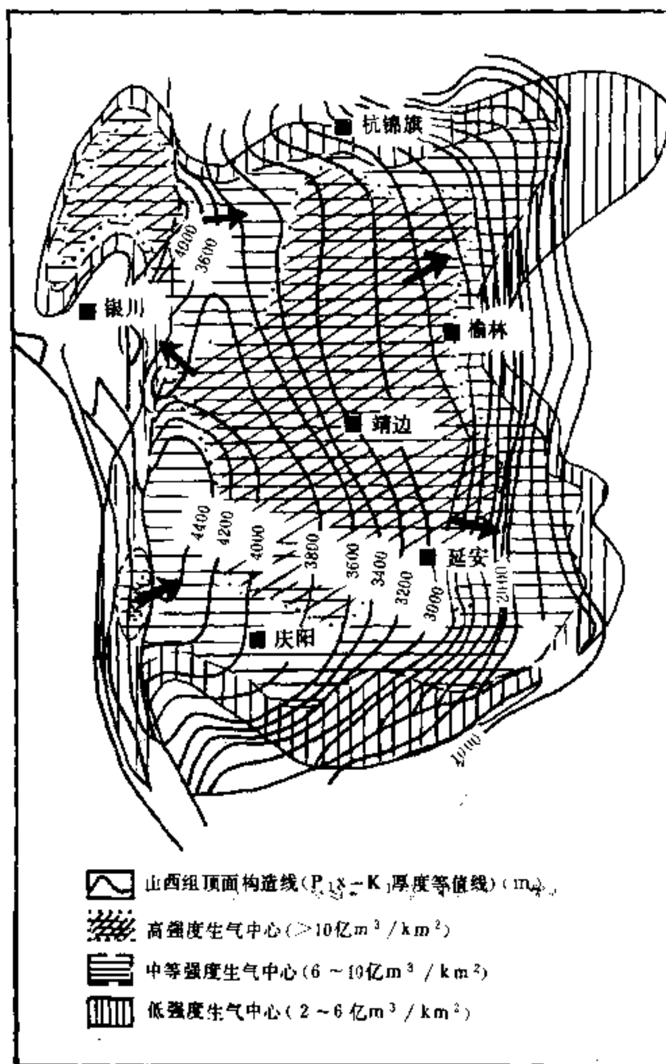


图 1-9-13　鄂尔多斯盆地燕山旋回中晚期煤成气运移方向示意图

（2）地层及岩性圈闭

1）岩性圈闭。上古生界及中生界的河流三角洲砂岩横向变化大，成为岩性圈闭分布广泛的基础。

①透镜状岩性圈闭：这种透镜体储集层可以是河道砂体、三角洲前缘砂体，也可以是生物碎屑灰岩等组成的碳酸盐岩透镜体。如盆地北部下石盒子组与山西组河道砂岩、三角洲前缘砂岩等透镜体砂岩储集层；乌兰格尔凸起所钻浅井中，在透镜状砂体中已多次发现油气显示；上三叠统分流河道砂体、三角洲前缘砂体，也常为透镜状；侏罗系主要储集相带滨河漫滩砂体中透镜状砂体圈闭更是屡见不鲜，形成许多规模大小不同的油气藏。因其数量众多，是天然气得以聚集的一种主要的圈闭形式。

②上倾岩性尖灭圈闭：上倾尖灭圈闭主要包括沿古隆起斜坡尖灭及现今区域构造背景西

倾单斜上倾方向尖灭。上古生代本区北部南北向的古河道砂体在边滩部位岩性变细。而今构造抬升后形成上倾方向尖灭遮挡，在乌兰格尔发现很多这种砂岩向上倾方向尖灭的现象。随着地震精度的提高，这种圈闭还会大量发现；上二叠统湖盆呈北西—南东向展布，盆地西部的油气可以依靠其东侧湖相泥岩形成遮挡。盆地东部的分流河道砂体及三角洲前缘砂体，主要呈北东或北西向展布，其河床侧缘及三角洲河口沙坝间湾岩性变细，其展布与砂体平行，在区域构造西倾单斜形成后，基本与构造线相平行，这些都可以形成区域性的上倾遮挡，安塞地区的钻探已证实了这一点。

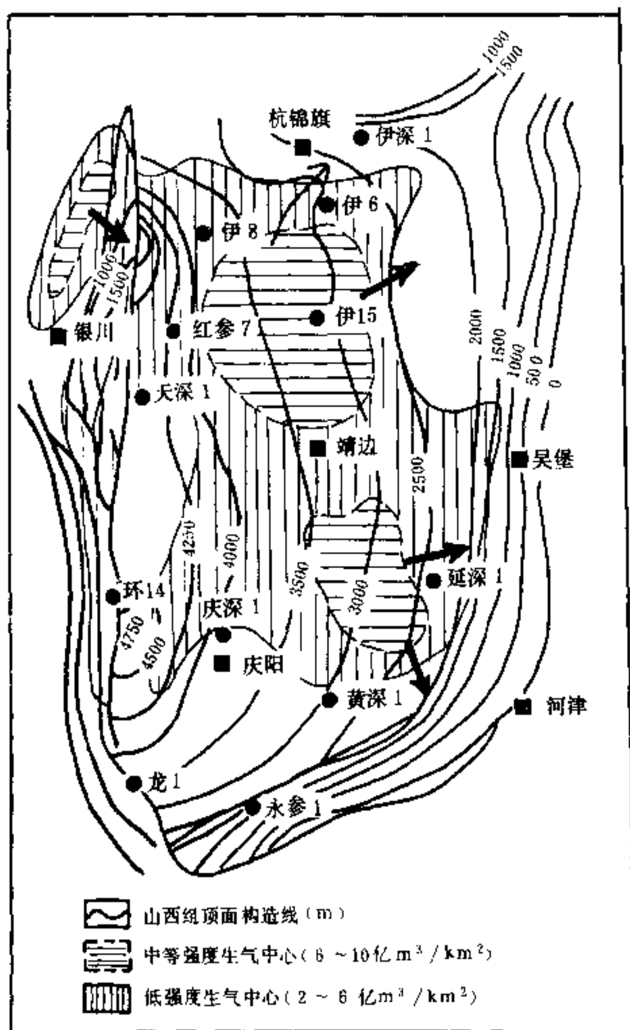


图 1-9-14 鄂尔多斯盆地燕山旋回晚期—现今煤成气运移方向示意图

2）地层不整合圈闭：分为发育于不整合面以上的地层超覆圈闭及发育于不整合面以下的岩溶残丘圈闭两种类型。

①残丘圈闭：为奥陶系顶侵蚀面的高部位，在该部位，溶蚀孔洞发育（图1-9-18），可以捕集其上超覆的煤系地层生成的气态烃。任2、伊8、天深1等井所见放空、漏失泥浆等证明此风化壳的存在。

②超覆不整合圈闭：超覆不整合圈闭有两种类型，其一与奥陶系侵蚀地貌有关，其二与区域性古隆起有关。早古生代除鄂尔多斯地台早古生代沿西南边缘向地台超覆沉积外，盆地中部尚有北东—南西向展布的中央古隆起（图1-9-19），碳酸盐沉积的地域广泛。晚古生代，鄂尔多斯地台北部有伊盟隆起，南部有渭北隆起，上古生界向其上逐层超覆，也有形成超覆不整合的条件。目前已作的3条南北向地震测线已发现代表石盒子组上部泥岩的T_8反射层尖灭点。在石炭系尖灭线以南已发现有石股壕与君士梁两个含气构造。由于这种区域性超覆不整合圈闭，常沿岸线呈带分布，可以形成如美国胡果顿气田那样延伸数百公里的超大型气田。北部的伊盟隆起南坡、南部平凉—泾川一带，是此类圈闭可能发育的地区。盆地中部中石炭统尖灭带（图1-5-19）亦应引起重视。

(3) 混合圈闭　由于地质条件的复杂性，往往会形成多种圈闭因素组合而成的混合圈闭，其中最常见的是构造—岩性圈闭，如目前已发现的石股壕、君士梁北及吴堡含气构造，均为鼻隆—岩性圈闭。这种圈闭在中生界侏罗系、三叠系油气藏中十分普遍。它的形成往往是由于早期古隆起、古地貌高或砂岩体的披覆鼻状隆起，然后辅以岩性遮挡。或者是早

期披覆背斜在燕山构造幕晚期，东翼或北东翼翘起抬升而形成鼻状隆起。在伊盟隆起南坡这类圈闭应是煤成气藏的主要圈闭形式之一。中生代油气藏在陕北斜坡广大范围内也以这种圈闭形式为主。

(4) 非常规圈闭

1) 向斜水头封堵圈闭。这种类型的气藏以美国圣胡安盆地气田和加拿大阿尔伯达盆地密克尔河气田最为著名，它们共同的特点是气藏位于向斜轴部，产气层为低孔隙、低渗透性砂岩，而上倾方向为孔隙性、渗透性好的含水砂岩，靠水头的封堵作用形成圈闭。鄂尔多斯盆地西部的天环坳陷有与之相近似的地质条件（图1—9—20）由 T_9 构造图可以看出，这是一个东缓西陡，两翼多被断层切割的大型宽缓向斜，下石盒子组底面埋深大于4300米，天池以南、镇原以北主要的储集层段下石盒子组—太原组岩性较粗，陆源杂基较多，因而孔隙度、渗透率较低，向斜西翼高部位却处于较有利储集相带，物性变好。向斜东部斜坡高部位，离物源较远，杂基含量较低，物性相对变好。因此在向斜部位形成闭塞的滞流盆地，沿上倾方向形成水堵。天环坳陷的构造热演化模式属"深晚深型"，气源岩基本处于持续深埋状态，生成的气可聚集于气源岩附近。位于向斜东坡上的庆深2井，上古生界曾见较好气显示，推测为深盆气的征兆。

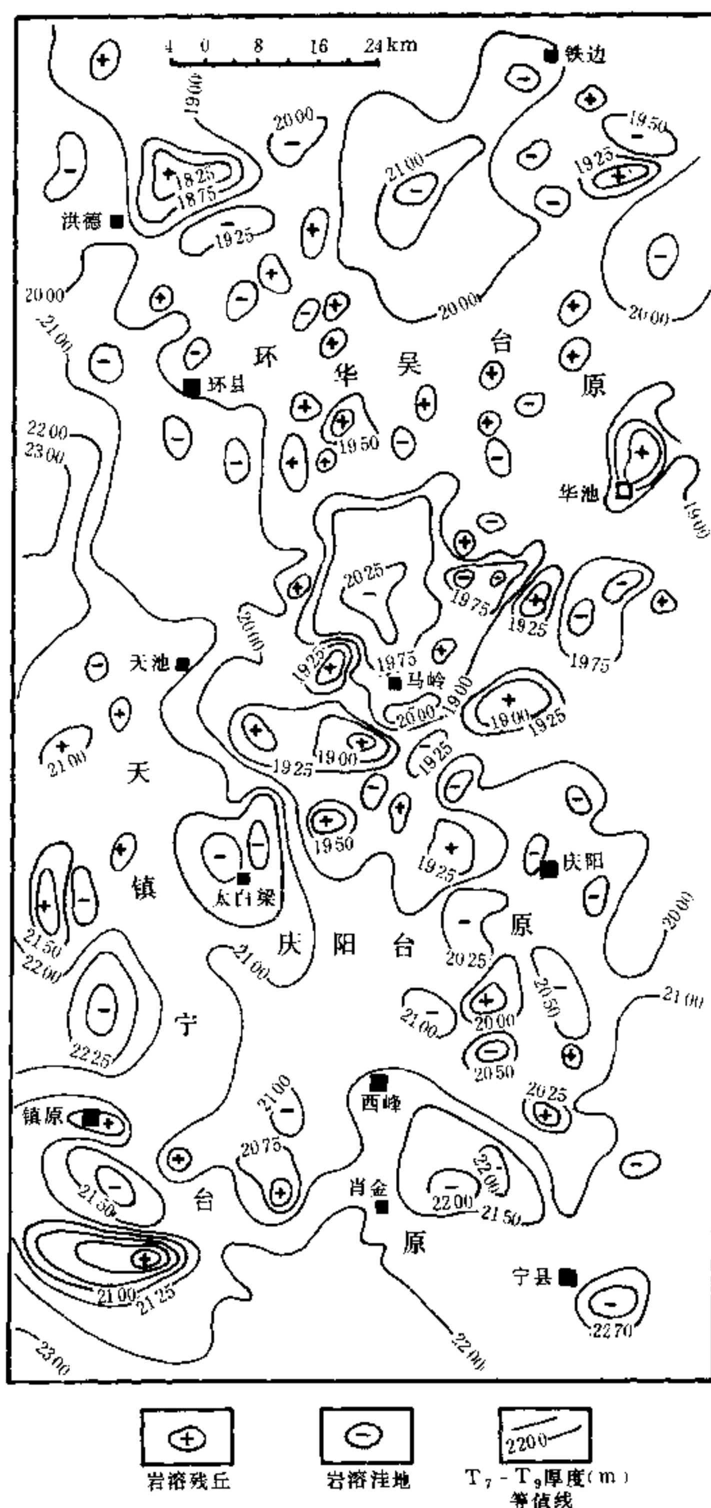


图1—9—15 鄂尔多斯盆地西南部 T_9 顶面岩溶地貌图（T_9—T_7 等厚图）

2) 火成岩刺穿遮挡圈闭。地层深处的火成岩体侵入于上古生界储集层中形成刺穿圈

闭。这种圈闭类型见于晋西挠褶带兴县赵家坪。该地水文钻孔中三叠统二马营组中产气，井口可点燃。山西兴县、临县之间紫金山一带有较大规模的燕山晚期碱性侵入岩体（图1-9-21）。上古生界煤系地层受其烘烤，煤化作用加剧，可产生较多煤成气，聚集于岩浆冷凝形成的刺穿圈闭中。紫金山周围的紫家沟等背斜有环绕岩体分布之势。说明其成因与岩浆侵入时的上拱作用有关。背斜与燕山期岩浆侵入同时形成，更增加了捕捉晚期裂解气的可能性。

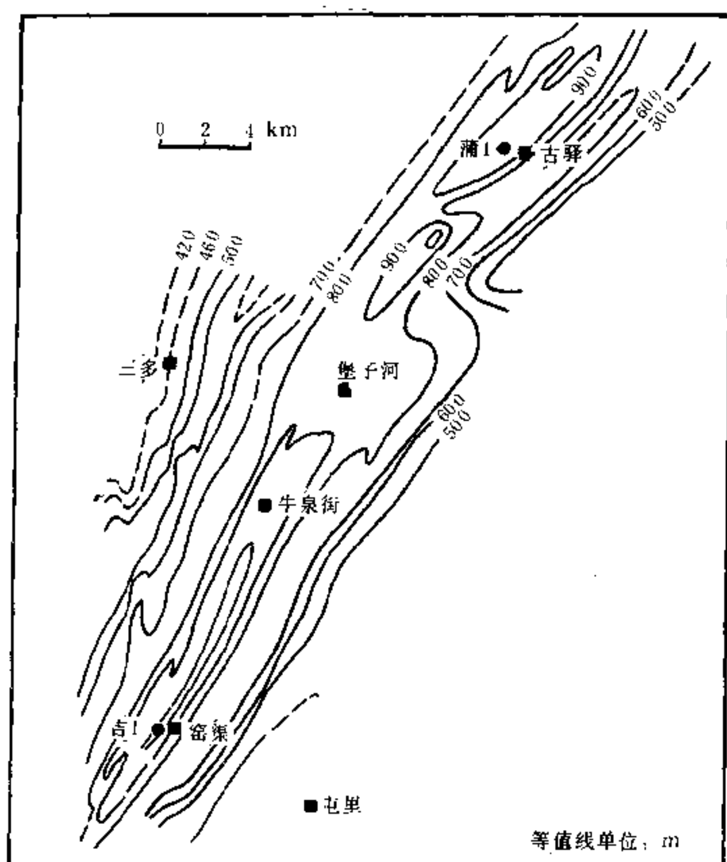


图1-9-16 蒲县—吉县一带构造等高线图

四、含气远景分区评价

1. 评价有利勘探区的标准

（1）煤系地层的热演化是连续的，或二次深埋后再次进行热演化的地区。

（2）富气源、高渗透、封盖严。

（3）圈闭形成期早于煤成气主要生成期。

（4）断层破坏作用较小的构造。

（5）地史发展中的坳陷区、古斜坡区上的古隆起及大中型圈闭。

2. 分区评价❶（图1-9-22）

（1）西缘油气兼生区　盆地的西部边缘为一走向近南北的以冲断为主要特征的构造带。目前已在该带北段的横山堡阶状冲断片内发现胜利井北、胜利井、色东、刘家庄及哈什图东五个具工业价值的含气构造，证实了胜利井构造带是一个煤成气聚集带。该带气源充足，煤系中暗色泥岩厚260～400米，煤层厚10～30米，泥岩有机碳含量2.0～3.0%，干酪根以腐植型为主，并有少量混合型。煤的组分中，镜质组占70～80%，成气母质丰富。三叠纪及早、中侏罗世沉陷幅度较大，但燕山中期以后，逆冲断层上升盘抬升遭受剥蚀，因而气源岩埋深变小，演化程度不高，镜质体反射率R_o值为0.68～1%，属气—肥煤阶。热模拟结果说明，这一阶段气态烃产出率加快，轻质油生成，为油气兼生期。横山堡一带已发现的天然气藏含有一定数量的轻质油。燕山中期使冲断层下降盘的煤系气源岩再次埋深大于4000米，苦水—芦沟子构造计算的R_o值为2.21～3.28%，属贫煤—无烟煤阶，重烃接近消失，

❶王少昌等，1985，陕甘宁盆地上古生界煤成气藏形成条件及勘探方向。

以生干气为主。值得注意的是，在白垩纪本区处于天环坳陷的西斜坡上，成为坳陷中油气运移的指向。而早白垩世后，天环坳陷气源岩大量生气，本区构造也在这一阶段定型，二者配置适宜，是本区油气的另一来源，本区构造发育，西缘冲断带在东西向强大压扭应力作用下，形成一系列逆冲断层，这些不同级别的断层控制着次一级构造单元的划分和局部构造的形成，自北而南不同地段间的构造差异甚大，其冲断层走向、倾向和冲断方向可分为桌子山段、横山堡段、马家滩段及沙井子段。每段内部又被几条次级冲断层分为若干个冲断席，如横山堡段被三条主冲断层夹持着四个冲断席，共发现局部构造 24 个 (T_9)，这些构造受东倾冲断层控制，多数为依附于东倾逆断层的半背斜、断背斜或两条冲断层夹持的高断块。马家滩段被四条冲断层分切成四个大型冲断席，共发现 11 个古生界构造，主要为长轴背斜、半背斜及断背斜。其他

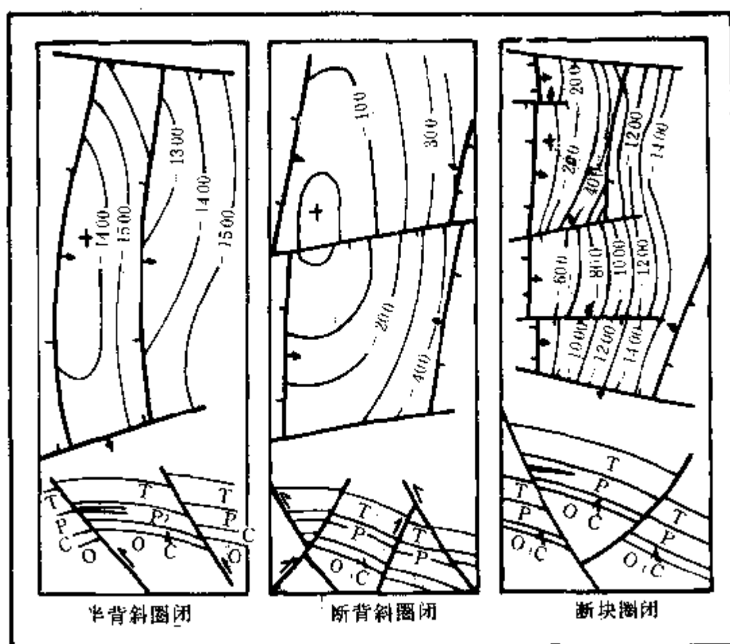


图 1—9—17　鄂尔多斯盆地西缘冲断带断层圈闭形态示意图



图 1—9—18　残丘圈闭示意图

段因勘探程度较低，发现的局部构造不多。特别值得注意的是，在逆断层下盘所发现的构造相对平缓、断层较少，面积较大，如芦沟子、芨芨滩、苦水等背斜及半背斜构造，预测对富集天然气更为有利；而生储盖配套为本区又一有利条件。石炭—二叠系煤系是很好的气源岩，已如前述。主要储集层下石盒子组为典型河流相沉积，岩性以中—粗粒石英砂岩为主，厚 50～90 米，渗透性砂岩厚 10～70 米，孔隙度 10～13%，渗透率 1×10^{-3}～30×10^{-3} 二次方微米；山西组以三角洲平原相为主，砂层厚 20～60 米，渗透性砂岩厚 10～30 米，孔隙度 8～11%，渗透率 0.5×10^{-3}～

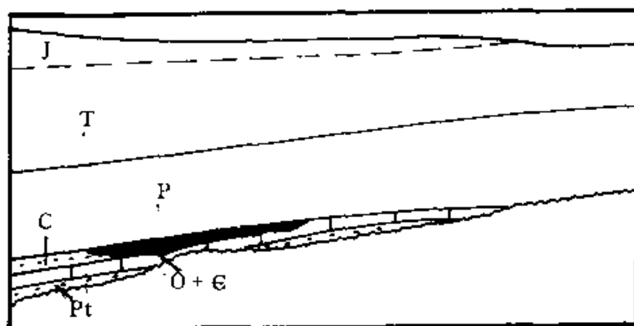


图 1—9—19　超覆不整合圈闭示意图

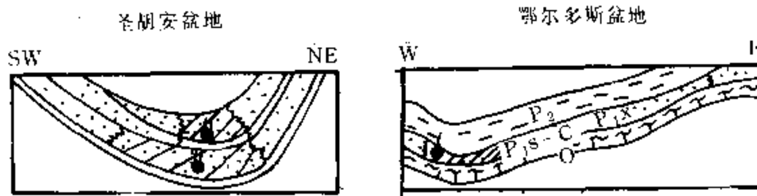


图 1-9-20　鄂尔多斯盆地天环坳陷与对湖安盆地梅萨弗德向斜构造形态对比图

5×10^{-3} 二次方微米。储集层经历了压实及后期构造运动的影响，形成了以粒间孔—复合型粒间孔为主的孔隙类型，在低渗透的背景上，发育着粗喉大孔型及中细喉大孔型的高渗透或较高渗透储集层；上石盒子组为滨浅湖相大套泥质岩沉积，厚达80余米，是区域性盖层。

该构造带的不利条件是除逆断层下盘外，大部分地区在燕山中期抬升，热演化程度较低，不利于煤成气的继续生成。目的层埋深比较浅的部位，构造破碎，圈闭小，气藏规模不大。马家滩逆冲断层下盘构造比较完整，但埋深在5000米左右，施工困难。

(2) 天环湿气区　该区的有利条件是气源岩虽薄但演化程度较高。本区沉积条件与西缘冲断带相似，位于海湾泻湖强还原相，但煤系相对较薄，煤层厚4～10米，暗色泥岩厚60～100米。中生代以后煤系深埋地下，演化程度高，R_o 值达1.4～2.2%，属瘦—贫煤阶。这一阶段裂解气大量生成，主要形成湿气。南北两端埋藏深5000～10000米，进入干气形成阶段，生气量丰富。同时在侏罗纪、三叠纪本区为紧邻深坳陷的相对隆起带，是坳陷中烃类运移的指向；有发育较早的平缓构造，面积大、幅度大，保存条件好。例如坳陷中段发育的天池构造，南段发育的王家场背斜、古峰庄背斜、马坊背斜及东红庄背斜等，这些背斜多是华力西与印支旋回形成的与基底隆起有关的构造，或在奥陶系残丘上发育起来的披覆构造，有利于天然气的聚集；保存条件较好，本区在地史中持续下沉，现今埋深达5000米，有利于天然气的保存，如天深1井在钻井过程中已发现多层气测异常及荧光显示。不利条件是储集层物性比西缘冲断带差，构造尚待进一步落实，埋藏较深，地形复杂等，施工难度大。



图 1-9-21　兴县赵家坪火成岩刺穿圈闭示意图

(3) 庆阳—延安干气区　本区气源岩演化深，生气量大，是盆地内主要生气区。石炭—二叠系处于滨浅海还原相，气源岩厚度大，煤层厚6～12米，暗色泥岩厚40～70米，且演化程度深，R_o 值为2.07%，属无烟煤阶，主要生成干气，气分析甲烷含量大于99%。各地史阶段气源岩持续下沉，长时期处于高温裂解条件下，生气强度大，是盆地内的主要生气坳陷；本区发育多种类型的古构造，北部有宁条梁西、石湾、麒麟沟等5个隆起，属华力西及印支期发育起来的与基底隆起有关的构造。在庆阳、环县、吴旗一带奥陶系顶面的侵蚀残丘地貌发育，已发现上里塬、吴旗南、金鼎南和间城等6个披覆型构造。类似的隆起在延安—富县一带尚有9个。此外，南部尚有三叠系地面背斜3个。总计在本区发现构造和隆起28个；本区北段储集条件相对较好，主要储集层下石盒子组沉积时，本区大范围内为滨、浅湖，缺乏良好储集层，山西组及太原组储集条件也差。但下石盒子组的主要河道沿北北东方向流向本区，推测北部可能有三角洲砂体分布，储集条件变好；本区盖层条件很好，上石盒子组泥岩厚100米左右，构成良好的盖层，不利条件是储集总体较差，局部构造面貌不清。

(4) 伊盟油气区　本区包括北至杭锦旗南至靖边的广大地区，气源条件较好，石炭—二叠系煤系主要处于滨海沼泽弱还原相，煤层厚度大，乌审旗—东胜一带厚度大于 20 米。暗色泥岩厚 30～40 米，但煤的组分中生气较差的丝质组占 15～40%。地史中本区多处于隆起区或斜坡区，气源岩埋藏浅早期煤化程度不高，直至早白垩世始达肥—焦煤阶，油气大量生成，属油气兼生区，伊深 1 井产天然气及原油即证实了这一点；预测本区有多种类型的圈闭，目前发现地面背斜 2 个，地震鼻状隆起 2 个，地震单测线显示背斜 19 个。这些构造主要与基底隆起及奥陶系顶面残丘有关。燕山晚期由于盆地北东方向的区域性抬升，可能使这些构造变成鼻状背斜，今后落实构造时需进一步查明。除构造圈闭外，还有透镜状、上倾尖灭等岩性圈闭以及区域不整合与地层超覆圈闭等，是盆地内地层—岩性圈闭发育的地区；本区储集层发育，下石盒子组为冲积平原相，有三条主河道纵贯本区，岩性以中粗粒硬砂质石英砂岩为主，砂层厚 40～60 米，渗透层砂岩厚 20～40 米，孔隙度 8.7～13.5%，渗透率 1×10^{-3}～5×10^{-3} 二次方微米。晚二叠世早期湖盆扩大，上石盒子组在杭锦旗—伊金霍洛旗一带，砂岩增多属河流三角洲沉积，为本区另一套储集层。不利条件是岩性粗盖层差，已落实的构造圈闭甚少。

(5) 晋西解吸气区　本区气源岩厚度大，母质成分好，煤层厚 10～20 米，暗色泥岩厚 80～90 米。有机质丰富。煤的显微组分中稳定组为 5～10%，镜质组为 60～80%，有利于生气。气源岩的热演化程度自北而南增加，实测镜质体反射率 R_o 为 0.66～2.12%，属气煤—贫煤阶；本区局部构造主要是长轴背斜，成排成带分布，较有意义的构造有北段的姚家会、姚家坡背斜及九原坪鼻状背斜。柳林以南至石楼、隰县一带发育多排南北向背斜构造带，主要有朱家峪、石楼等背斜。大宁、蒲县至乡宁一带发育四排北北东向雁行排列的褶曲构造，主要有古驿、窑渠、薛关背斜及午城、屯里背斜。总计本区共发现各类背斜构造 27 个，其中地面背斜 21 个，经地震勘探证实的背斜 3 个，经地震勘探初步圈定的背斜 3 个。根据构造组合及有关侵入体同位素年龄值分析，这些长轴背斜皆形成于燕山期；在兴县、临县之间的紫金山有碱性岩体侵入，周围的气源岩受到高温烘烤，干酪根大量裂解成气。同时还发现 10 个可能与岩浆岩侵入同时形成的背斜构造，成气期与构造形成期配置好；本区还见到众多的浅层气显示，在府谷—柳林一带有 18 口探煤井出气。近年来所钻蒲 1 井（蒲县古驿构造）、吉 1 井（吉县窑渠构造）、楼 1 井（石楼构造）均见到气异常及荧光显示，蒲 1 井还试出少量气。本区二叠纪是主要的生气期，但三叠纪末即开始抬升，现今目的层埋藏深度小于 1200 米，不利于气源岩的持续演化，圈闭中聚集的主要是解吸气或水溶气；储油物性也较差，渗透率一般均小于 1×10^{-3} 二次方微米；地面沟壑纵横，灌木丛生，地震勘探施工困难。

(6) 乌兰格尔远景较小区　该区为一长期隆起；上古生界气源岩薄或部分缺失。气源岩埋藏浅，演化程度低，镜质体反射率仅 0.6～1%，处于气—肥煤阶；发育着北东及近东西向两组褶曲与断裂，已发现背斜构造 7 个，多形成于燕山期，而主要生气期为印支期，二者配置较差，不利于煤成气的聚集；主要储集层石盒子组为河流相，砂岩发育物性好，但上覆地层较薄，在隆起顶部石盒子组直接与白垩系接触，且断裂较为发育，保存条件不好。因此地面白垩系油气显示多。

(7) 渭北远景较小区　该区上古生界煤系暗色泥岩厚 10～20 米，煤层厚 1～5 米，气源岩厚度不大；三叠纪沉降幅度虽大，但燕山运动缓慢抬升，侏罗系甚薄。早白垩世又复沉降达最大埋深，以后又持续抬升，不利于气源岩的长期演化，也不利于已生成的天然气的保

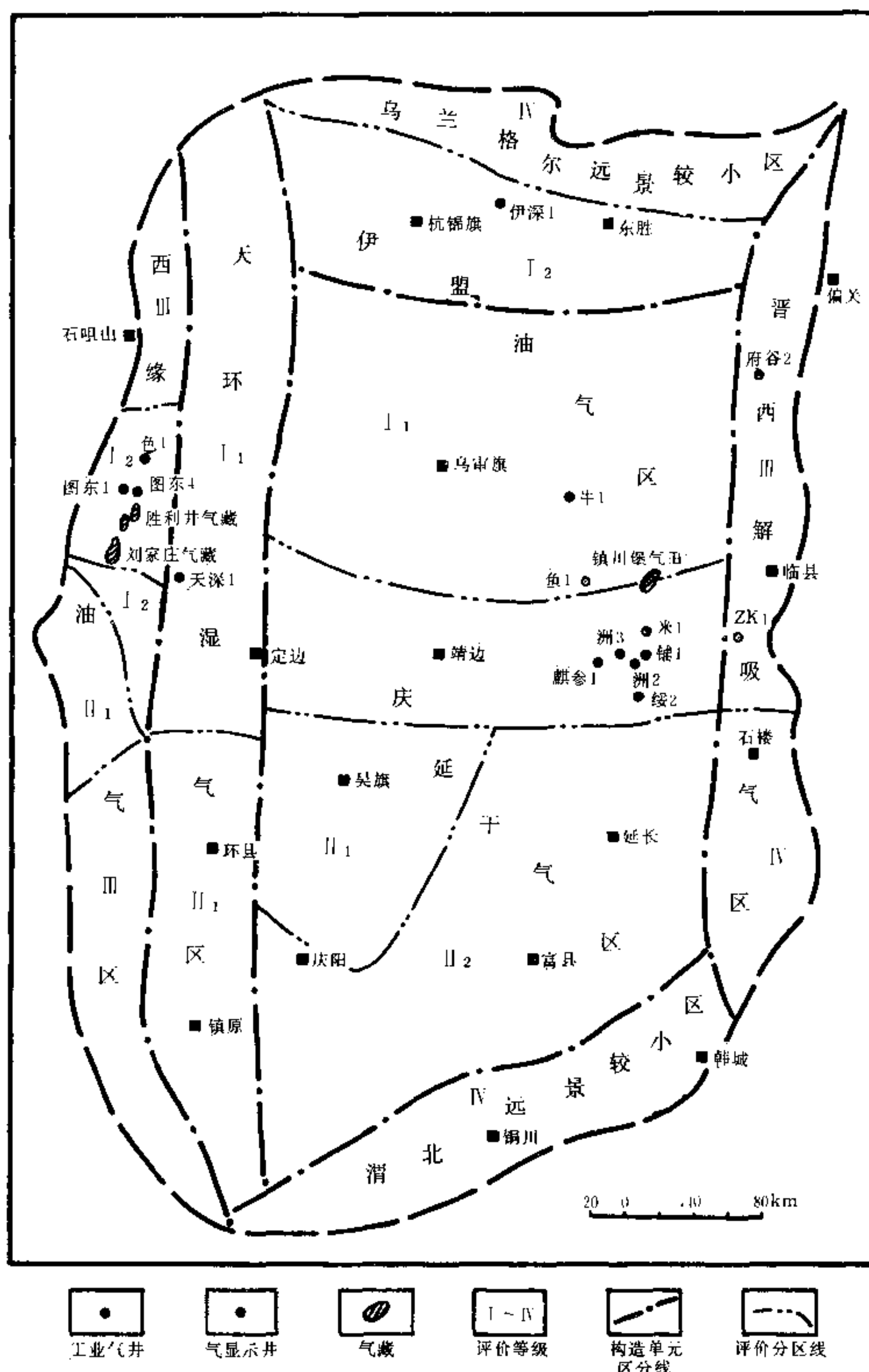


图 1-9-22　鄂尔多斯盆地上古生界煤成气分区评价图

存；局部构造较为发育，自南而北有苏家店南、苏家店、田家咀—走马湾、句邑—马栏四排背斜带。西部的底角沟等构造亦有成排分布之势，共发现各类背斜构造 14 个，其中地面背斜 12 个，经地震勘探发现背斜 2 个；目的层埋藏浅，小于 1200 米，断层发育且多与地面连

通，保存条件差。

第三节 下古生界与中上元古界

一、天然气的分布[1]

1. 天池构造的天1井在奥陶系获高产工业性气流

天池构造位于天环坳陷中段，T_g层构造轴向呈北北东向，长轴94公里，短轴7.5公里，圈闭面积53.8平方公里。天1井位于天池构造的顶部，在下奥陶统克里摩里组（距奥陶系顶部60米）进行中途测试，日产天然气16.4万立方米。气层静压为42.7兆帕，气层中部温度118.2℃，天然气属干气，甲烷含量94.1%，含氮气0.04%。相对密度0.5890。

2. 盆地东部绥德—榆林地区奥陶系风化壳含气普遍

1988年完钻的11口天然气探井，已试气井9口，其中有7口井获得气流，2口井达到工业性气流标准，产气层位主要为奥陶系马家沟组五段（马五），各井产气量如表1-9-11。

表1-9-11 鄂尔多斯盆地绥德—榆林地区奥陶系顶风化壳产气情况表

序号	井号	层位	射孔井段（m）	厚度（m／层）	日产气（m^3）	日产水（m^3）
1	麒参1	马五$_1$	2788～2792.0	4／1	17300	2.4
2	州1	马五$_1$	2446～2449	3／1	40000	3.83
3	辅1	马五$_{1.2}$	2317～2357	17／3	900	0
4	镇川1	马五$_1$	2309.72～2327.0	17.28 裸眼	116	0
5	镇川2	马五$_1$	2342.39～2346.38	3.99 裸眼	5700	0
6	鱼1	马五$_4$	2601.5～2730.47	68.97 裸眼	1080	0
7	牛1	马五$_1$	2777～2786.8	6.6／2	1287	1.83
8	辅2	马五$_4$	2396.0～2411.8	10.8／4	0	0.667
9	米1	马二～五	2325.53～2950	624.5 裸眼	0	0.815

3. 靖边—横山地区奥陶系风化壳获高产气流

靖边—横山地区处于中央古隆起北端，靖边古潜台部位，截止1990年底，该区已完成化探概查测线长476公里，测点489个，异常区面积详查12756平方公里，测点1276个；完成地震常规解释剖面110条4296公里，处理Seislog剖面9条155.35公里。至1991年7

[1] 长庆油田1986～1990年石油地质勘探开发年报。

月在完钻的 26 口井中，有 16 口获得工业性气流，其中在靖边古潜台区钻探的 23 口井中，陕 5 井日产气 110 万立方米，陕 6 井日产气 126 万立方米，有 11 口井获得日产气 10 万立方米的工业性气流，现已控制相当数量的含气面积，展现出喜人的勘探前景（表 1-9-12、图 1-9-23）。

表 1-9-12　靖边—横山地区奥陶系气层测试成果表

井号	层位	完钻井深 (m)	产气井段 (m)	气层厚／层数 (m)	产量 (万 m³／d)	物性		备注
						孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	
陕参 1	马五$_{1-2}$	4068.45	3440.0～3471.9 (6 个单层合试)	15.4／6	中	$\frac{7.12}{0.34}3.28$	<0.01～31.1	经酸化后无阻流量
榆 3	马五$_{1-3}$	3083	3048.1～3072.0 (裸眼合试)	13.8／6	中	$\frac{11.9}{0.14}4.3$	<0.01～43.5	经酸化后无阻流量
林 1	马五$_{1-4}$	3500	3430.6～3485.5 (合试)	17.2／5	中	$\frac{8.57}{0.05}2.6$	<0.01～81.2	经酸化后无阻流量
林 2	马五$_{1-3}$	3240	3190.1～3227.1 (合试)	18.0／5	中	$\frac{8.95}{0.45}4.5$	<0.01～227	经酸化后无阻流量
陕 2	马五$_4$	3438	3322.5～3364.4	16.9／4	中	$\frac{11.2}{2.83}6.01$	0.00053～5.21	经酸化后无阻流量
陕 4	马五$_{1-4}$	3350	3250.1～3294.0	16.6／5	低	$\frac{11.2}{2.82}6.01$	0.03～9.18	经酸化后无阻流量
陕 5	马五$_{1-4}$	3550	3457.0～3507.1	15.6／5	高	$\frac{19.8}{0.76}4.85$	<0.01～53.46	经酸化后无阻流量
陕 6	马五$_{2-4}$	3670	3581.8～3631.9	11.1／3	高	$\frac{7.50}{1.82}4.84$	0.00249～27.7	经酸化后无阻流量
陕 7	马五$_{1-4}$	3450	3312.0～3367.6	15.8／4	中	$\frac{14.0}{2.18}6.93$	<0.01～325	经酸化后无阻流量
陕 12	马五$^1_{1-4}$	3780.0	3636.0～3691.6	16.6／5	高	$\frac{8.93}{0.91}4.311$	<0.01～641	经酸化后无阻流量
陕 30	马五$^1_{4-4}$	3712.0	3588.8～3659.5	14.0／7	中	$\frac{13.0}{1.36}6.368$	<0.01～131.0	中途测试
陕 17	马五$^1_{2-4}$	3260.0	3125.5～3182.0	16.7／4	中	$\frac{12.6}{0.16}5.052$	<0.01～286	经酸化后无阻流量
陕 8	马五$^1_{2-4}$	3388.0	3237.6～3289.1	22.5／5	中	$\frac{7.39}{0.25}2.375$	<0.01～80.8	经酸化后无阻流量
陕 11	马五$_{12-5}$	3249.0	3120.6～3219.3	24.6／5	中	$\frac{5.66}{0.37}2.823$	<0.01～68.9	经酸化后无阻流量
陕 18	马五$^1_{3-4}$	3485.0	3349.1～3396.0	10.1／3	低	$\frac{6.07}{1.65}3.928$	<0.01～1.72	经酸化后无阻流量
陕 42	马五$_{1-4}$	正钻	3313.48～3378	10.41／4	低	待做	待做	中途测试

图 1-9-23 靖边—横山地区奥陶系气井分布图

1—井位；2—县、乡村；3—省、县界；4—河流；5—公路、乡村公路；6—长城

二、凝析油天然气地球化学特征

1. 麒参1井奥陶系凝析油

麒参1井奥陶系凝析油来源于奥陶系油源岩，其有机地球化学特征是：

1）姥植均势（Pr／Ph=1.79），而来源于上古生界煤系的油为姥鲛烷优势(Pr／Ph=3.04～4.07)。

2）姥鲛烷／正17烷（Pr／nC_{17}=0.09）植烷／正18烷（Ph／nC_{18}=0.07）均特低、而上古生界煤系成因油为Pr／nC_{17}高，Ph／nC_{18}低。

3）凝析油芳香组分含量低，仅5.88%，而上古生界煤系成因油一般为21.53～24.57%。

4）甾多萜少，甾烷／三萜为2.42。而上古生界煤系成因油相反，一般为0.21～0.52。

5）β—胡罗卜烷不及煤系成因油丰富。

6）芳香烃菲系列中菲含量比上古生界低。

2. 麒参1井奥陶系天然气

对天然气成分分析结果表明，气源属以奥陶系为主的油型气，可能混有部分上古生界煤成气。原因是：

1）Ar_{40}／Ar_{36}=951，比上古生界高出355.5～281.1；

2）甲烷碳同位素$\delta^{13}C_1$为−34.42‰，与天1井奥陶系气接近；

3）甲烷氘同位素δD为−154.022‰，比天1井偏正。

3. 洲1井奥陶系凝析油、天然气

该井的凝析油、天然气主要表现出上古生界煤型气特征。

1）近姥鲛烷优势（Pr／Ph=2.47），Pr／nC_{17}高，Ph／nC_{18}低；

2）油中芳香烃含量高（20.05%）；

3）萜多于甾（甾三萜=0.44）；

4）β-胡罗卜烷丰富；

5）芳香烃菲系列中菲含量高。

天然气的Ar_{40}／Ar_{36}为664.8，与西缘上古生界天然气相同，唯有甲烷碳同位素$\delta^{13}C_1$为−32.25‰，δD为−158.28‰，显示煤系成因气与奥陶系成因气中间值。

三、中部气田概况

靖边—横山地区，目前勘探已初具气田规模，暂以中部气田名之。

1. 地质背景

此区今构造为一区域西倾斜坡，坡降每公里为7～10米。在此斜坡上发育三排北东开口的鼻褶构造，自北向南为陕17～陕18、陕21—陕2—陕参1—陕6—陕30、陕7—新陕12鼻褶带，幅度30～50米，宽12～18公里。从区域地质结构分析：盆地西部是深坳陷斜坡区，中部是古隆起潮坪区，东部是浅坳陷盐洼带，在西倾斜坡的背景上形成沉降生烃，隆起运聚，上倾遮挡的完整成藏地质背景。

奥陶纪潮坪区，发育准同生泥晶白云岩，膏白云岩、泥质白云岩、粉—细晶白云岩和角砾状泥晶白云岩，区域上南北分带，城川1井石膏层消失，应为潮上云坪；陕30—陕7井及其以东出现石膏层，向东层位变高，厚度加大，为含膏云坪，再东为膏云坪和膏盐洼地。

2. 气层特征

1）风化壳主体厚度稳定。风化壳厚度是根据石膏层出现的深度，岩芯观察孔洞溶蚀充

填程度，充填物性质，以及上覆石炭纪孢粉化石的再分布和粘土矿物X衍射、岩石的微量元素等分析化验资料综合确定。根据完钻的26口井统计，风化壳主体厚度为40～65米。靖边—横山地区风化壳主体可达马五$_4$层，而马五$_5$黑色泥晶灰岩既是区域标志层，也是该区风化壳的隔水底板。

2）气层层位稳定。气田目前揭示纵向上共有10个气层，其中马五$_1$四个气层，编号为m1～4；马五$_2$两个气层编号为m5～6；马五$_3$两个气层编号为m7～8；马五$_4$两个气层编号为m9～10。m2、m3、m4、m6、m9等5个气层连续性好，分布广泛，特别是3、6、9号三个气层可以纵贯全区。这些气层除本身固有特征外，全区有K_1、K_3凝灰岩等时面作控制，又有马五$_5$黑灰岩和m5麦粒云岩作辅助标准层，可使气层对比准确无误（图1–9–24）。

3）储集层类型稳定。储气层主要为岩溶孔隙型白云岩。主要岩性为粉细晶白云岩、泥—粉晶白云岩，少数角砾状泥—粉晶白云岩。储集空间有晶间孔、溶孔、溶洞、膏模孔、压溶孔和角砾间微裂隙，以溶孔型为主，晶间孔次之，构成孔隙型白云岩储集层。按其孔隙度值，可分为Ⅰ类（孔隙度＞8%）、Ⅱ类（孔隙度5～8%）、Ⅲ类（孔隙度2～5%）和Ⅳ类（孔隙度小于2%）四类。一般，前三类可以构成有效储集层，第四类可能是假储集层。在纵、横向上层控作用明显，分布比较稳定，Ⅰ类储集层多出现于马五$_1$3（m^3）和马五$_4$（m9），分布比较局限；Ⅱ类储集层主要分布于马五$_1$3（m^3）和马五$_4$（m9），局部出现于马五$_1$1（m1）、马五$_1$2（m2）和马五$_1$4（m4）；Ⅲ类储集层则主要分布于马五$_2$（m5、6）和马五$_1$1（m1）与马五$_1$2（m2）、马五$_3$1（m7）、马五$_3$3（m8）。可见本区主要为Ⅱ、Ⅲ类储集层，且分布稳定，其变化则与岩溶作用的发育和后期充填有关。

4）VSP测井储集体响应稳定。20口VSP测井资料处理分析表明，奥陶系风化壳储集体的波形特征对比性良好，可以作为高分辨率地震剖面的骨架，其中9口井获得（两个方向）VSP—CDP剖面，探测范围（两个方向相加）最小1.32公里，最大1.99公里。由于非零偏移距剖面对奥陶系风化壳主体反映稳定，变人们的“坐井观天”为“坐了平方公里观天”，地震横向预测的水平有了提高。

5）气层水动力条件稳定。据现有资料分析，在800平方公里内气井折算水头大体稳定在海拔1027～1077米，总的趋势是向西北方向折算压头逐渐上升。这代表了天然气运移聚集的指向，值得指出的是目前发现的高产区，折算压头相对偏低，看来折算压头的分析对预测高产区也有重要意义。

在上述五个稳定基础上，气田区也有一个变化，一是有四条潜沟，即气田东侧潜沟，有青1、陕3、榆3、陕16四口井控制，地震剖面亦有形迹可寻，宽度在10公里以上，幅度60米，长度15公里，作近南北向延展，可构成中部大气田马五$_1$—马五$_2$气藏的上倾遮挡。气田南端的天赐湾—万家坑潜沟，有陕6、30、25井控制，地震剖面有形迹可寻，宽度10公里以上，幅度60米，长度50公里以上，作北西—南东向延展，可能是中部大气田马五$_1$—马五$_2$气藏的南部圈闭。

杨桥畔—青1井潜沟，有青1、陕19、27三口井控制，宽度6公里，幅度50米，长度30公里。杨桥畔北—塔湾潜沟，有榆3、陕3、22、2四口井控制，宽度5公里，幅度40米，长度25公里。它们对古潜台的东侧有分割作用，潜沟中部气层遭受不同程度的侵蚀，潜沟之间却出现潜台朵状体与近南北向的潜台主体相连接。

3. 储集空间类型多

系	组	段	亚段	小段	标志层	气层号	地层厚度	岩性剖面	岩性简述	备注
奥陶系	马家沟组	马五段	马五$_1$	马五$_1^1$		m1	0~8		灰色孔洞白云岩，薄层状泥质白云岩	
				马五$_1^2$		m2	5~8		灰色孔洞白云岩，深灰色泥质云岩	
				马五$_1^3$		m3	3~5		灰褐色孔洞白云岩	主力气层
				马五$_1^4$	K_1	m4	4.5~5.5		灰色白云岩，晶间孔发育，底部为灰黑色凝灰岩薄层	K_1灰黑色凝灰岩
			马五$_2$	马五$_2^1$		m5	3~4		深灰色白云岩，深灰色泥质白云岩	
				马五$_2^2$	K_2	m6	4~5		灰色—灰褐色薄饼状（或麦粒状）白云岩局部可见长条形石膏假晶	K_2灰褐色薄饼状白云岩主力气层
			马五$_3$	马五$_3^1$		m7	5~6		灰色白云岩，深灰色角砾状泥质白云岩	
				马五$_3^2$			8~9		深灰色角砾状泥质白云岩，薄层状灰色白云岩	
				马五$_3^3$		m8	8~12		灰—深灰色膏质白云岩、深灰色泥质白云岩、薄层状灰色白云岩	
			马五$_4$	马五$_4^1$	K_5	m9	12~14		褐灰色孔洞白云岩，中部夹泥质薄层、底部为灰绿色凝灰岩	K_5灰绿色凝灰岩主力气层
				马五$_4^2$		m10	12~14		灰色膏质白云岩、泥质白云岩、灰色白云岩	
				马五$_4^3$			12~16		灰—灰白色膏质白云岩夹石膏薄层、泥质白云岩	

白云岩
泥质白云岩
含膏泥质白云岩
泥质角砾白云岩
凝灰岩

图 1-9-24　靖边—横山地区奥陶系马五段气层划分图

奥陶系风化壳储集层主要分布于马家沟组马五段白云岩中，储集层空隙的形成主要受岩溶作用控制。加里东期的风化作用，在白云岩储集层中形成大量的溶蚀空隙，后期深埋藏成岩作用对空隙有建设和破坏作用。堵塞层带部分保存的溶孔段，形成现今储集层。可以把奥

陶系风化壳储集层概念模式概括为：以海相碳酸盐岩沉积为基础，白云岩为骨架，溶孔层为连通体，微裂缝为末稍的层状网络结构，其特征为：

1）岩性为易溶白云岩。马五段储集层的沉积原岩，主要是有序度较低的准同生泥、粉晶白云岩，次为膏白云岩、团粒白云岩和硬石膏岩，还有少量鲕粒白云岩、泥质岩和膏盐岩。由于膏盐岩及有序度低的白云岩被溶解，风化作用对岩层的改造极为明显，膏盐岩被溶后岩层消失与膏盐层相邻的白云岩便形成塌陷角砾岩；含膏盐质的白云岩，局部发生角砾化、裂隙化或产生溶蚀孔洞，而不含膏盐，且距离盐层较远的致密层则未受改造。

2）孔隙类型多，以溶蚀孔（洞）为主，包括晶间、粒间、粒内溶孔，铸模孔，溶洞，溶缝，粒间、晶间、角砾间孔（洞），以及成岩、风化和构造裂缝。孔、洞、缝匹配，形成储渗网络系统。

在多种多样的空隙类型中，溶蚀孔（洞）是最主要的天然气储集空间。孔洞直径0.5～5毫米，圆球状，充填程度不一。残留空隙多呈新月形，储集层的沉积原岩属蒸发潮坪相含膏盐的泥—粉晶白云岩，新月形空隙的形成演化可归结为三次溶解，三次充填作用：a.准同生—早成岩期淡水选择性溶解，形成膏模孔、晶模孔等组构选择性溶孔。b.浅埋藏期早期充填，充填物为淡水或混合水白云石，方解石以及孔壁脱落的粉晶白云石。c.加里东抬升期古风化壳岩溶。在奥陶系顶部普遍发生非选择性溶解。早期空隙被再溶解而扩大，并产生新的空隙。d.浅埋藏期局部充填，主要充填物是风化残余组分，如粉粒白云石、铁质、粘土质、高岭石、微晶石英和一些淡水白云石、方解石。这些异地组分随淡水带入球状孔洞中，形成示底构造和新月形空隙。e.埋藏期酸性水局部溶解。上覆煤系酸性水和生烃初期的酸性水介质溶解碳酸盐岩，并形成一些空隙。f.晚期充填作用。局部充填，主要充填物为铁白云石、铁方解石、萤石、硬石膏等。

3）储渗体以似孔隙型及裂缝—溶蚀孔（洞）型为主。按孔、洞、缝的组合及其对储渗条件的贡献，奥陶系古风化壳储集层有四种储渗体：a.似孔隙型：以中粗晶白云岩及颗粒白云岩中的晶间和粒间溶孔为主，孔径0.2～0.4毫米，孔隙度6～13%，渗透率5×10^{-3}～316×10^{-3}二次方微米，毛细管曲线具分选好、粗歪度单峰特征，平均喉道宽度0.9～14二次方微米。b.裂缝—溶蚀孔洞型：位于潜流带，由成层分布的溶蚀孔、洞、缝组成网络状系统，孔隙度2～5%，渗透率4×10^{-3}～40×10^{-3}二次方微米，毛细管曲线特征为分选较差，歪度较粗，双峰型，平均喉道宽度2μm。c.溶蚀孔洞—裂缝型：由微裂缝及孤立孔洞组成，后者多被充填，常见于云质膏岩及含膏云岩中。d.裂缝型：由成岩收缩及很少量的溶蚀孔洞组成。见于藻团粒粉晶云岩、泥晶云岩和鲕粒云岩中。

4）风化壳岩溶垂直分带明显。以硬石膏消失带为标志，风化壳主体厚度在靖边—横山地区为65米以内，纵向上分带十分明显，侵蚀面以上是风化残积带：为含破碎碳酸盐岩角砾的铝土质泥岩。侵蚀面以下为淋溶带（或称垂直岩溶带）及潜溶带（或称水平岩溶带）。这两个带反映了古水文地质条件（包括降水、空气及地下潜水）对风化壳岩体不同的改造作用。都可形成良好的储集层。

5）天然气层呈薄层状稳定展布。储渗体展布是以小层对比为基础的。盆地中部奥陶系产气层具有单层厚度薄，延展范围广，纵向三段式大面积含气等特点。在勘探范围内均有分布。但气层的单层厚度较薄为0.8～5.7米，一般是3.8米左右。气层物性变化大，孔隙度为0.35～19.6%，一般是5.5%左右；渗透率为$<0.01\times10^{-3}$～325×10^{-3}二次方微米。

4．储集层物性分级

由于钻探范围未见明显边水、底水，所以储集层和气层相关性良好。

好储集层：中—细晶针孔溶孔白云岩，孔隙度大于6%，渗透率大于1.0×10^{-3}二次方微米。电阻率100～200欧姆米左右，声波时差大于160微秒／米，补偿中子＞3%，密度2.7克／厘米^3，自然伽马0.5纳库／千克·小时左右，束缚水饱和度小于15%，毛管压力曲线为低排驱压力，高汞饱和度，岩层均质性较好。这种类型的储集层分布于m3层、m4层和m9层。

较好储集层：细粉晶溶孔针孔云岩，伴随微裂隙，孔隙度5.8%，渗透率0.02×10^{-3}～1×10^{-3}二次方微米，电阻率200～400欧姆米，声波时差155～160微秒／米，补偿中子＞3%，密度2.7克／厘米^3，自然伽马0.5纳库／千克·小时，束缚水饱和度25%，毛管压力曲线为低排驱压力，较高汞饱和度，储集层均质性稍差。主要分布于m3、m9层。

差储集层：泥粉晶—细粉晶云岩、角砾状泥粉晶白云岩。主要为晶间孔、角砾间溶孔、伴有压溶和水平溶缝，孔隙度2～5%，渗透率由0.01～几十个10^{-3}二次方微米，电阻率300～1000欧姆米，声波时差155～160微秒／米。补偿中子＞3%，密度2.7～2.8克／厘米^3，自然伽马0.5纳库／千克·小时，束缚水饱和度25～50%，毛管压力曲线为高排驱压力，中等汞饱和度。主要分布于m6、m5、m7层。

假储集层：微层泥粉晶云岩和角砾状泥粉晶云岩，有少量微孔隙和微裂缝，孔隙度＜2%，渗透率＞0.01×10^{-3}二次方微米，电阻率大于1000欧姆米，声波时差＜155微秒／米，补偿中子＜3%，密度2.8克／厘米^{3}左右，自然伽马0.5～1.0纳库／千克·小时，束缚水饱和度50～90%，毛管压力曲线为高排驱压力，低汞饱和度。主要出现于m7、m5。

5. 圈闭类型

一是古地貌遮挡。气田区从西向东，有四条潜沟，它们使奥陶系顶部的准平原化侵蚀面有着较丰富的地貌景观，即潜沟潜台共存的局面。潜沟既是分割因素，又是遮挡条件。所以，潜沟的走向和切割深度就决定了圈闭所控制的范围和层位。一般来说，沟槽的切割层位为马五$_1$和马五$_2$，局部潜沟的轴部可达马五$_3$1，甚至马五$_3$2，因之，这种遮挡是马五$_1$和马五$_{2+3}$圈闭的主要因素。

二是溶蚀孔洞充填沉积—成岩遮挡。它既与沉积相有关，也与成岩作用有关。就沉积相而言沿着气田的上倾方向相带作南北向展布，形成了马五$_4$区域性圈闭的框架。岩性圈闭本身就有复杂的一面，已知岩芯观察的孔洞发育和后期充填变异较大，充填物性质有别，分层酸化测试的陕20、21、3、11、17井尚未取得好的效果。从目前所掌握的资料分析：一是马五$_4$含气的好坏与上覆层的岩性有关，凡是上覆层有石膏者一般造成下伏孔洞层为石膏充填。如陕11、17、28、27、7、21等井；二是气田东部和北部马五$_4$、孔洞层充填强烈，充填程度多在90%以上，陕21、陕10井达以100%的充填。以石膏、方解石充填为主，使岩石变得致密；而气田的中部和西南方向，孔洞充填程度显著减弱，陕6、陕30井充填程度只达50%，充填物为晶粒较粗的淡水白云石，向西这种孔隙型储集层一直延伸到城川1井。所以沉积—成岩造成的岩性遮挡，是气田圈闭的又一因素。

综合分析认为：

马五$_1$—马五$_3$是成岩古地貌圈闭气藏，即东侧、南端、西部为古地貌遮挡，北部为成岩遮挡。边界比较规则。

马五$_4$是成岩圈闭气藏，边界比较复杂。

四、成气地质条件●

1. 构造

根据 T_{12}（中上元古界顶面）和 T_9（上古生界底面）反射面形态、中、上寒武统下奥陶统沉积厚度及参考变质基岩顶面形态，综合研究下古生代区域构造格局。

鄂尔多斯地台基岩顶面形态，中央及南、北为隆起区，西部为坳陷，东部为西倾斜坡，为隆坳相间区。此一基本格架控制着上部沉积盖层的区域构造。

据 T_{12} 反射面部分地区构造形态观察，中央古隆起完整存在，−3400 米等高线勾绘出其大体轮廓。西部坳陷区趋势明显，海拔高度由环县往西在短距离内由−3400 米下降为−4800 米。东部斜坡区隆坳相间也有反映，榆林—子长之间有局部隆起，延安以南构造线向东凸出，反映宜君坳陷的北界。

T_9 构造面基本代表上古生界底部，近似地反映下古生界顶部构造形态。中央古隆起仍明显以−2700 米构造线为其轮廓，华池—庆阳间的局部高点乃是古隆起的反映。西部坳陷区由华池向环县、镇原方向，海拔由−2900 米急剧下降为−4000 米。东部斜坡隆坳相间的构造线在延安以南也有明显转折。伊盟隆起和渭北隆起继续存在，前者海拔为−1500～−2000 米，后者为−400～−2000 米，处于相对较高部位。

从地层厚度分析，西部各时代地层厚度均偏大。中央古隆起在寒武—奥陶纪反映明显，中寒武世、早奥陶世沉积较薄，晚寒武世没有沉积等说明中央古隆起长期存在。

综合上述资料，下古生界及中上元古界构造可划分为伊盟隆起、中央隆起、西部坳陷、东部斜坡（隆坳相间区，渭北隆起无充分依据暂不划分）等四个构造单元（图 1−9−25）。与中生代不同的是本期存在中央古隆起及东部斜坡区具隆坳相间的特征。下古生界经地震勘探，在全区共发现 59 个可靠或较可靠的背斜构造，其中 31 个分布于西部坳陷。这些局部构造大多数幅度甚小，其中大于 200 米者 10 个，占 17%；100～200 米者 13 个，占 22%；余皆小于 100 米。这些构造绝大多数形成于燕山期，对捕集下古生界原生油气无效。形成于海西期及印支期的披盖或压实背斜构造，如麒麟沟、石湾、宁条梁、华池、五蛟、上里塬、南梁等具有油气聚集条件。

2. 储集层

根据粗粉晶以上白云岩及亮晶颗粒岩的厚度，对各层系储集层进行评价。有利储集层分布区为粗粉晶以上白云岩厚度≥100 米，或亮晶颗粒岩厚度≥150 米；较有利储集层分布区为粗粉晶以上白云岩厚度 50～100 米，或亮晶颗粒岩厚度 80～150 米。按此，将几个储集层主要发育层系分述如下：

(1) 蓟县系　主要储集类型为晶间孔隙，粗粉晶以上白云岩多分布于本区西部和南部，最厚可达 1077 米（岐山）。较有利区面积 1.68 万平方公里，有利区面积 8.19 万平方公里（图 1−9−26）。

(2) 中寒武统　主要储集层为晶间孔白云岩及亮晶鲕粒碳酸盐岩。前者主要分布于本区南缘陇县—耀参 1 井一带，厚 100～130 米。自陇县向北至平凉、庆深 2 井仍有分布，厚度近 100 米。主要发育于张夏组次生白云岩中。面孔率 1～3%。礼泉剖面 4 个样品孔隙度平均为 1.26%，渗透率平均为 0.02×10^{-3} 二次方微米，庆深 1、庆深 2 井 4 个样品孔隙度平均为 0.11%，渗透率 0.35×10^{-3} 二次方微米。后者在西缘厚 80 米左右，在南缘礼泉—河津一

●张吉森等，1983，陕甘宁盆地元古界下古生界油气资源评价总结报告。

带厚度可大于 100 米。据陇县剖面 4 个样品分析，孔隙度 0.64～1.03%，渗透率小于 0.01×10^{-3} 二次方微米。有利区面积 3.5 万平方公里，较有利区面积 4.8 万平方公里（图 1-9-27）

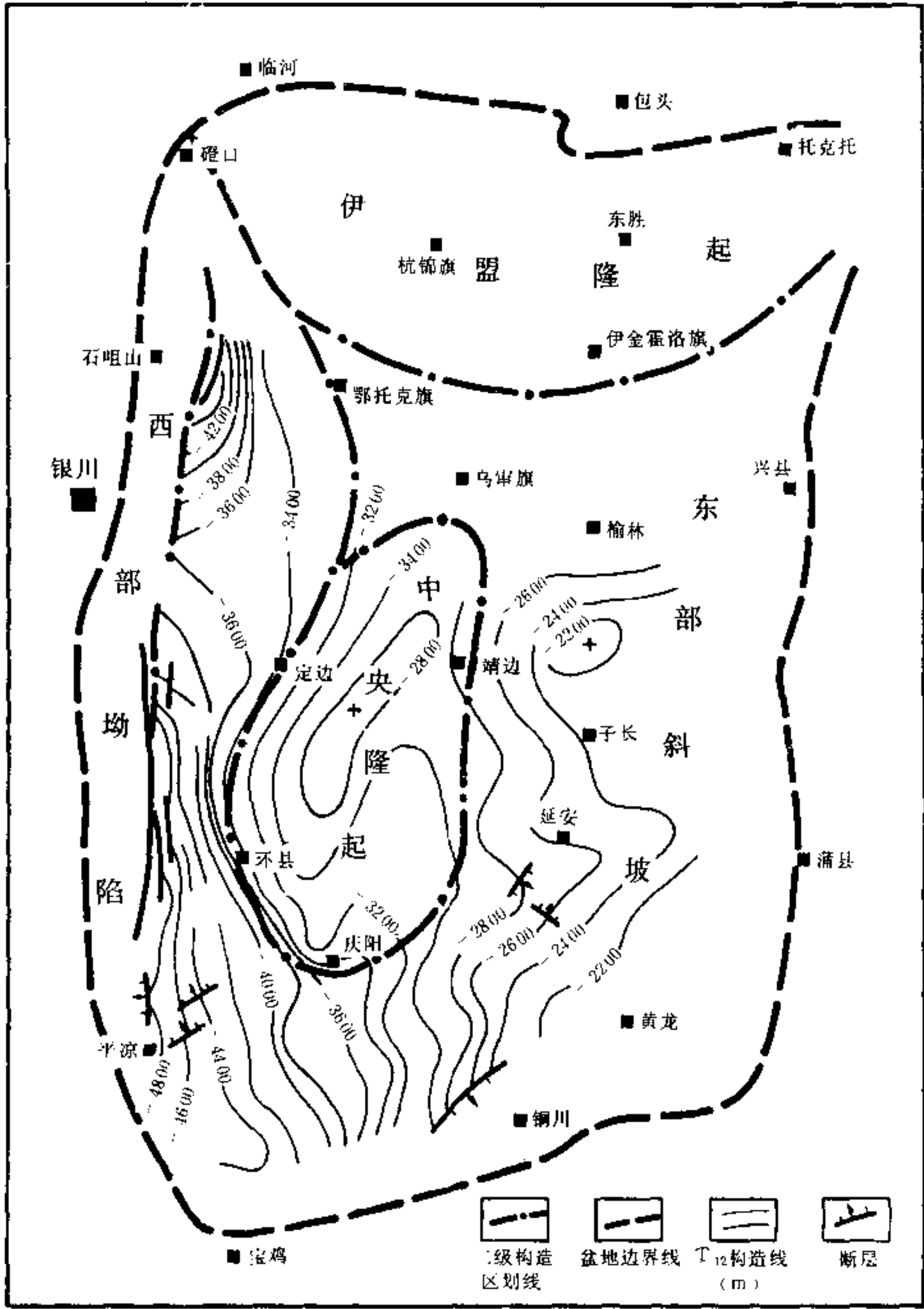


图 1-9-25 鄂尔多斯地台下古生代构造单元划分图

(3) 上寒武统 储集层以晶间孔白云岩为主，分布于西缘及南缘地区，厚度可达百米以上。有利区面积 5 万平方公里，较有利区面积 4.75 万平方公里（参见图 1-29-28）。

(4) 下奥陶统冶里—亮甲山组，储集层亦为晶间孔白云岩。南缘岐山、泾阳、耀参 1 井一带厚 110～180 米，晋西地区厚 40～110 米。河津剖面晶间孔隙率最高可达 15%。有利区

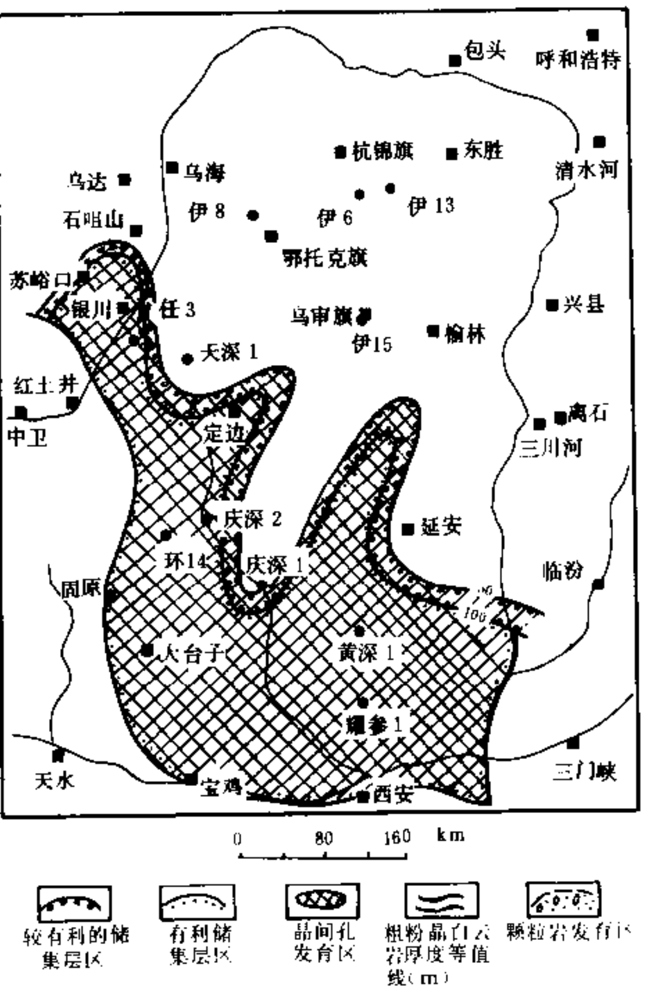


图 1-9-26　鄂尔多斯盆地蓟县系储集层评价图

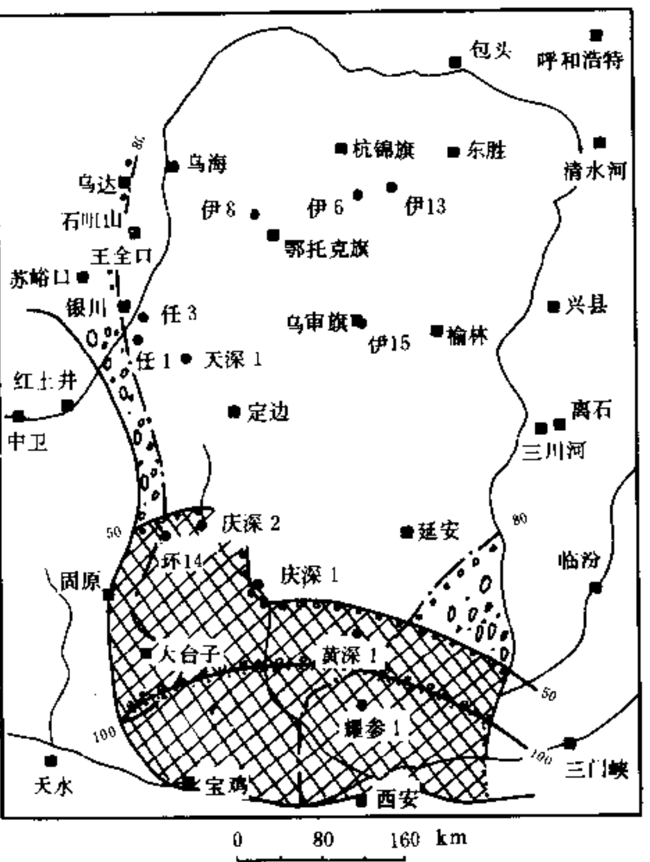


图 1-9-27　鄂尔多斯盆地中寒武统储集层评价图

图例同图 1-9-26

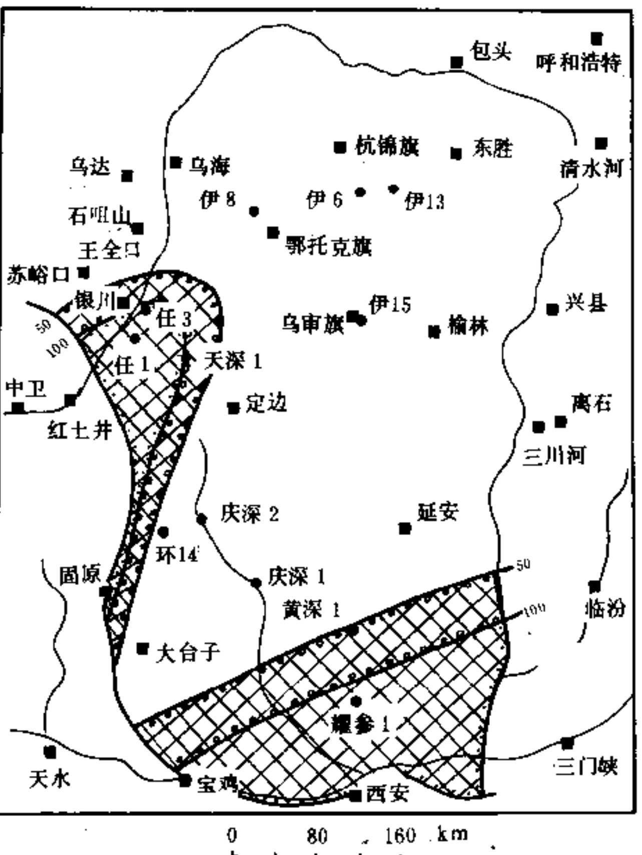


图 1—9—28　鄂尔多斯盆地上寒武统储集层评价图

图例同图 1—9—26

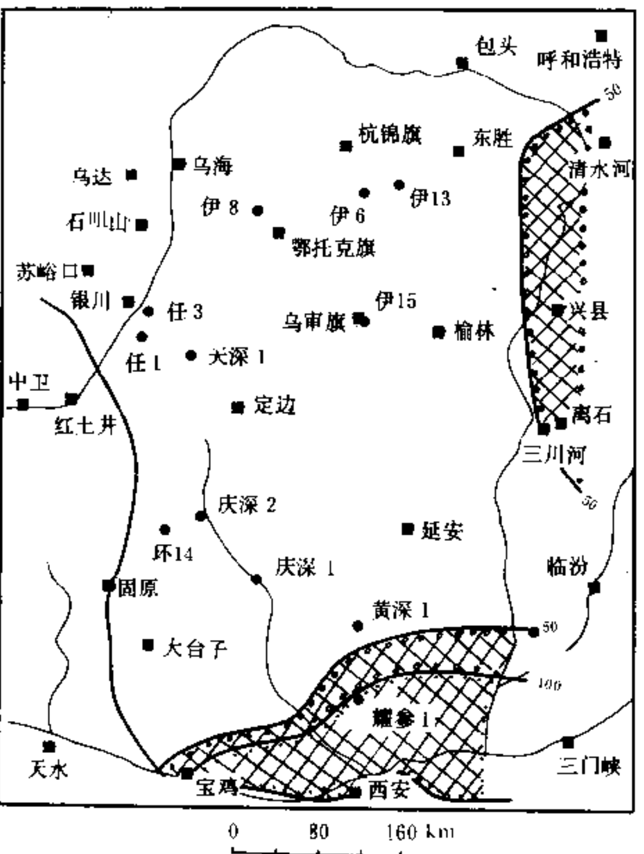


图 1—9—29　鄂尔多斯盆地下奥陶统（冶里—亮甲山组）储集层评价图

图例同图 1—9—26

面积 2.28 万平方公里，较有利区面积 2.7 万平方公里（图 1-9-29）。

（5）下奥陶统上部　包括下、上马家沟组、峰峰组及石马坪组。主要储集层类型为亮晶颗粒岩及晶间孔白云岩。后者主要分布于南缘岐山、烃阳、耀参 1、富平一带，石马坪组厚 250～570 米，横向分布稳定。泾阳剖面晶间孔面孔率 1～2%，最高达 11%。永参 1 井 5 块样品孔隙度平均为 3.33%，渗透率 0.26×10^{-3} 二次方微米，如有在晶间孔基础上形成的早期溶孔，则储渗能力大大提高。如耀参 1 井第 9 次取芯（1494.0～1497.5 米），岩芯滴水下渗，孔隙度最大 19.8%，平均为 8.44%，渗透率最大 13.3×10^{-3} 二次方微米，平均为 2.42×10^{-3} 二次方微米。其毛管压力曲线可与四川较好的碳酸盐岩储集层类比。亮晶颗粒岩仅陇县剖面较为发育，厚达 160 余米。有利区面积 4.4 万平方公里，较有利区面积 3 万平方公里（图 1-9-30）。

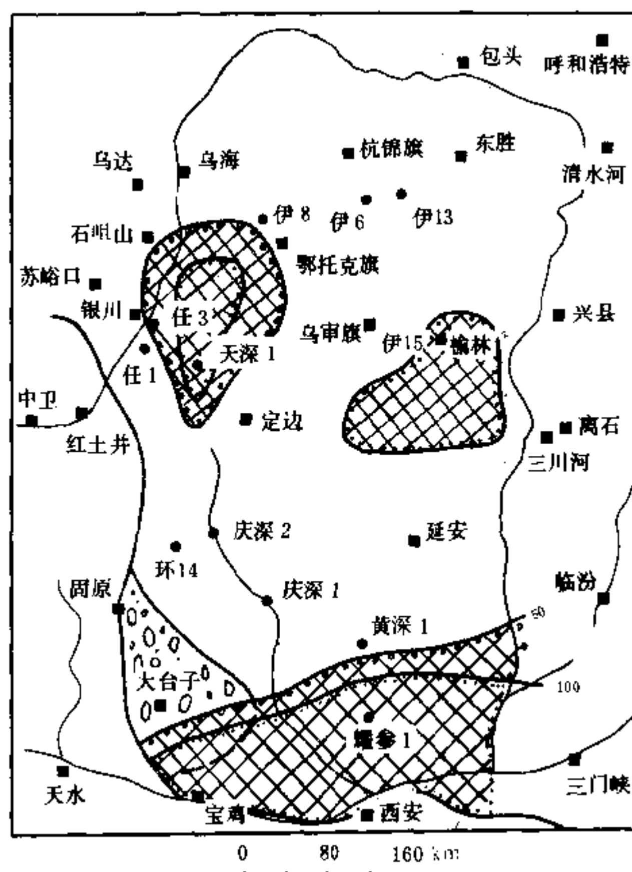


图 1-9-30　鄂尔多斯盆地下奥陶统马家沟组储集层评价图

图例同图 1-9-26

（6）中奥陶统　碳酸盐岩储集层分布于南缘碳酸盐岩台地区。泾阳属典型的台地边缘浅滩相，亮晶颗粒岩厚 278.7 米。晶间孔白云岩主要发育于台地北部，永参 1 井厚 112 米，面孔率 1～2%，孔隙率平均为 3.5%，渗透率 0.14×10^{-3} 二次方微米，有利区面积 1800 平方公里，较有利区面积 5000 平方公里（图 1-9-31）。

3. 盖层及保存条件

（1）盖层发育状况　本区中上元古界、下古生界可形成盖层的岩类，有泥质岩、含膏云岩及致密的泥晶细粉晶碳酸盐岩。对某一具体的构造或圈闭来说，具有纵向上分布连续，平面上能对下伏储集层形成有效遮挡，排替压力或孔隙流体压力大于油气向上运移动力的岩性段均可形成盖层。本区可形成较好盖层的层段有：中、下寒武统泥页岩，在南部地区厚度大于百米，最厚可达 300 米。下奥陶统上部泥晶一细粉晶碳酸盐岩，西缘厚 250～580 米，南缘及晋西厚 100～250 米。西缘中奥陶统泥岩，厚 300 米以上。石炭一二叠系煤系中之泥岩，西缘厚 54～366 米，中部、东部厚 30～100 米，南缘较薄，一般小于 30 米。

（2）沉积间断对油气保存的影响　蓟县纪至奥陶纪末本区有四次大的沉积间断。根据油气成熟期的研究，位于第一、二个间断面（蓟县系一震旦系，震旦系一寒武系）以下的蓟县系上部生油岩，有机质要到早—中奥陶世才能成熟；位于第三个间断面（亮甲山组一下马家沟组）以下的中、上寒武统生油岩，有机质要到早二叠—早三叠世方可成熟；位于第四个间断面（奥陶系顶—中、上石炭统）之下的奥陶系生油岩，有机质到中—晚三叠世始成熟排

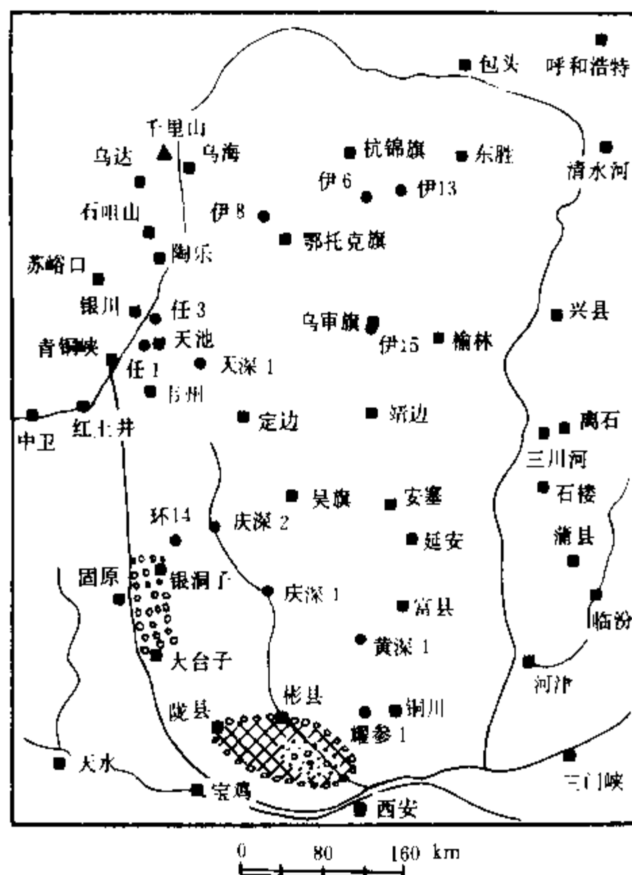


图 1–9–31 鄂尔多斯盆地中奥陶统平凉组储集层评价图

烃。因此，各次沉积间断均不会造成已形成的烃类逸散。但长期暴露地表会使岩石中的有机质遭受氧化破坏及因细菌降解作用而消耗。但这种破坏作用的深度有限，一般不会超过顶面以下 100～200 米。

(3) 断裂对油气保存的影响 前已述及，本区断裂主要发育于本区西缘及南缘，形成于燕山期及其以后。因此，对已成熟的下古生界烃类来说有不利作用。

4. 生储盖组合

本区中上元古界、下古生界碳酸盐岩具自生自储的特点，主要为生油层系，同时也是好的储集层。自下而上形成四个主要的生储盖组合（表 1–9–13)。其中第Ⅲ组合生、储、盖层发育均好，分布亦广，为主要勘探目的层。目前据勘探实际揭露，上、下古生界混合组合，特别是奥陶系顶部风化壳与上古生界形成的生储盖组合，有更广阔的勘探远景。

表 1–9–13 鄂尔多斯盆地下古生界生储盖组合表

生储盖组合	生油层		储集层		盖层	
	层位	岩性	层位	岩性	层位	岩性
Ⅳ	O_2	暗色泥页岩、暗色碳酸盐岩	O_2 O_3	浊积砂岩体 亮晶颗粒灰岩滑塌砾岩	C | P_{1S}	泥页岩
Ⅲ	O_{1m}	暗色碳酸盐岩暗色泥岩（西缘北段）	O_{1m} O_2	晶间孔白云岩 亮晶颗粒灰岩	O_2 O_{1m} $C \sim P_{1S}$	泥页岩 膏岩、泥粉晶泥岩 泥页岩
Ⅱ	ϵ_{2-3}	暗色碳酸盐岩	C_{2-3} O_1L+y	晶间孔白云岩、亮晶颗粒碳酸盐岩 晶间孔白云岩	C_3 | O_1L+y O_{1m}	含泥质及泥细粉晶碳酸盐岩 页状泥质白云岩
Ⅰ	P_tJ_x	暗色白云岩、藻白云岩	P_tJ_x	晶间孔白云岩	Z ϵ_{1-2}	页岩 页岩及泥细粉晶碳酸盐岩

五、有利勘探区块

综合各项地质条件，在全区选定Ⅰ类勘探区块有陶乐—石沟驿，铁克苏庙—马家滩，靖边—榆林—乌审旗—定边—吴旗—志丹一带。Ⅱ类区块有长武—宜君，鄂托克旗—盐池；Ⅲ类区块为甜水堡—镇原（图 1–9–32）。该六个有利勘探区的天然气资源量约占全盆地总资源量的 40%。

经 1986～1990 年钻探结果，盆地西部天环坳陷北段的天池构造、李家场构造、布里克构造等在下二叠统石盒子组、太原组均见含气显示。下古生界碳酸盐岩储集层，洞缝发育但多含水，目前尚无重要进展。盆地东部绥德—横山—靖边地区，奥陶系顶部风化壳获重要发现，一般日产气量均在 10 万立方米以上，高者可达百万立方米，展示此风化壳可能是一个区域性的高产层。

据目前钻探结果，在盆地勘探古生界天然气，应以下古生界作为主要目的层，兼探上古生界较为稳妥。要勘探奥陶系气藏，深入研究奥陶系顶部岩溶地貌是个关键。只要通过精细的工作，选择有利地区钻探，必能取得理想结果。

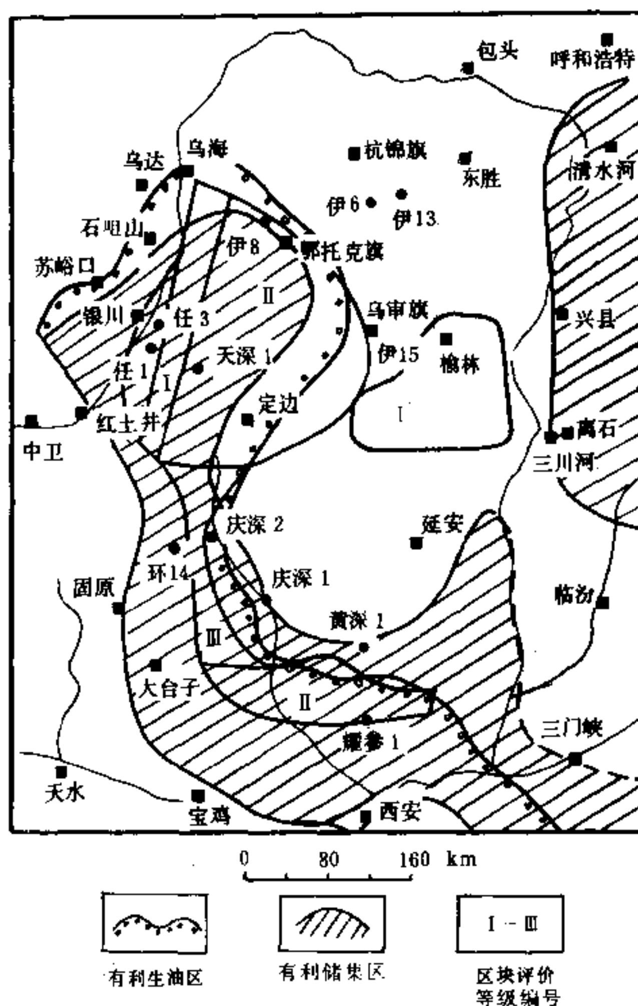


图 1–9–32 鄂尔多斯盆地中上元古界—下古生界综合评价图

第十章　油气藏类型及形成条件

第一节　油气藏类型

一、油气藏类型划分原则

油气藏是地壳中油气聚集的基本单元，一个油气田既可以是一个单一的油气藏，也可以由多个油气藏组成。

合理的油气藏分类，不仅具有科学概括的理论意义，而且有指导油气藏勘探的实用价值。从石油地质勘探工作的需要，目前一般采用成因分类的基本原则。

所谓成因分类，就是以圈闭的形成条件作为油气藏分类的依据，建立了构造、地层和岩性三大类型。

随着油气勘探在深度和广度上的开展，隐蔽圈闭油气藏的数量日益增多，特别是在鄂尔多斯这种叠合克拉通含油气盆地之内，发现了许多的隐蔽圈闭，单由地层和岩性成因去解释是不够的。古地貌因素在油气藏圈闭形成中的作用日益突出，寻找古地貌油气藏已经成为本区油气勘探的重要方向，鄂尔多斯盆地侏罗系油藏的勘探与开发，可以作为这方面的典型例子。上三叠统延长组顶部古地貌的变化，对上覆侏罗系底部油气藏的形成起着控制作用。例如古地貌起伏与油气水运移、分异有联系；古地貌控制上覆地层沉积相、沉积序列砂体叠置方式，储盖组合；古地貌单元不同，其上覆地层的披盖、压实构造不同。总之不同的古地貌单元应有不同的油气藏类型及油气藏序列。

基于上述理由，本区油气藏划分为四大类，即构造油气藏、地层油气藏、岩性油气藏和古地貌油气藏。它们各自包括的具体油气藏可参阅图1-10-1及下述序列。

1. 构造油气藏

(1) 背斜油气藏

1) 与褶皱有关的油气藏

2) 与基底隆起有关的油气藏

3) 与同生断层有关的滚动背斜油气藏

(2) 断层油气藏

1) 正断层遮挡油气藏

2) 逆断层遮挡油气藏

(3) 刺穿构造油气藏

1) 泥刺穿遮挡油气藏

2) 岩浆刺穿遮挡油气藏

2. 地层油气藏

(1) 不整合油气藏

(2) 超覆油气藏

(3) 礁体油气藏

3. 岩性油气藏

(1) 三角洲砂体油气藏

(2) 孔隙结构相对变化油气藏

(3) 孔隙结构水动力油气藏

(4) 沥青封闭油气藏

4. 古地貌油气藏

(1) 古潜山油气藏

1) 沉积岩潜山油气藏

2) 石灰岩潜山油气藏

3) 变质岩潜山油气藏

4) 岩浆岩潜山油气藏

(2) 古地貌披盖油气藏

1) 差异压实圈闭油气藏

2) 谷地充填油气藏

3) 斜坡尖灭油气藏

4) 复合圈闭油气藏

二、油气藏类型及油气藏序列

油气藏序列是指一组受油气聚集基本地质条件的制约，有成因联系的不同类型油气藏，有规律地排列出现的现象。

鉴于鄂尔多斯盆地油气聚集条件的复杂性，现分南部、西部及北部等三个地区叙述。

1. 盆地南部

已知有两种类型，一种是侏罗系的古地貌披盖油气藏序列，一种是三叠系上部的三角洲砂体油气藏序列。

(1) 侏罗系下部古地貌披盖油气藏序列　根据侏罗系 324 个油藏的具体分析，建立古地貌油藏三类七种油藏序列。

1) 坡系前缘类

①河流“交汇三角”区体油藏序列：如马岭油田（图 1-10-2）。其油藏序列为压实构造油藏，储量占总数的 14.3%；岩性鼻褶油藏，储量占总数的 61.1%；地层超覆油藏，储量占总数的 9%；低渗透相对圈闭油藏（孔隙结构相对变化），储量占总数的 10.2%；砂岩透镜体油藏，储量占总数的 5.4%。

②坡嘴区油藏序列：为城华油田（图 1-10-3）。其油藏序列为压实构造油藏，储量占总数的 51%；砂岩透镜体油藏，储量占总数的 37.7%；披盖穹窿油藏，储量占总数的 10%；地层超覆油藏，储量点总数的 1.3%。

2) 丘陵外围类

①滨河阶地油藏序列：如马坊油田（图 1-10-4）。发育于宁陕古河、红井子古河河滨，油藏序列主从明显，其中压实构造油藏储量占总数的 95%，而砂岩透镜体油藏储量只占总数的 5%。

②河间残丘油藏序列：如红井子—王家场油田（图 1-10-5）。油藏序列为压实穹窿油藏，储量点占数的 36%；岩性鼻褶油藏，储量占总数的 38.7%；砂岩透镜体油藏，储量占总数的 25.3%。

③河间沙洲油藏序列：如东红庄油田（图 1-10-6）。一般为小型心滩、边滩等砂岩透

大类	类型	油气藏			
构造油气藏	背斜油气藏	与褶皱有关的油气藏	与基底隆起有关的油气藏	与同生断层有关的滚动背斜油气藏	
	断层油气藏	正断层遮挡油气藏	逆断层遮挡油气藏		
	刺穿构造油气藏	泥刺穿遮挡油气藏	岩浆刺穿遮挡油气藏		
地层油气藏	不整合油气藏	不整合油气藏	超覆油气藏	礁体油气藏	
	超覆油气藏				
	礁体油气藏				
岩性油气藏	三角洲砂体油气藏	沉积扇油气藏	孔隙结构相对变化油气藏	孔隙结构水动力油气藏	沥青封闭油气藏
	孔隙结构相对变化油气藏				
	孔隙结构水动力油气藏				
	沥青封闭油气藏				
古地貌油气藏	古潜山油气藏	沉积岩潜山油气藏	石灰岩潜山油气藏	变质岩潜山油气藏	岩浆岩潜山油气藏
	古地貌披盖油气藏	差异压实圈闭油气藏	谷地充填油气藏	斜坡尖灭油气藏	复合圈闭油气藏

图1-10-1 鄂尔多斯盆地油藏分类图

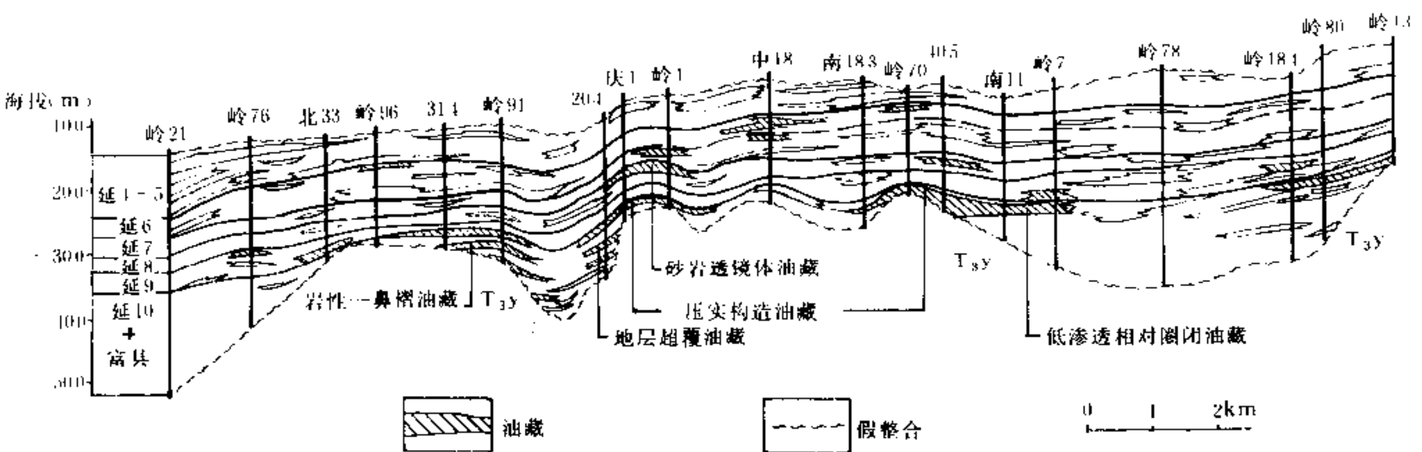


图1-10-2　马岭河流交汇三角区油藏序列图

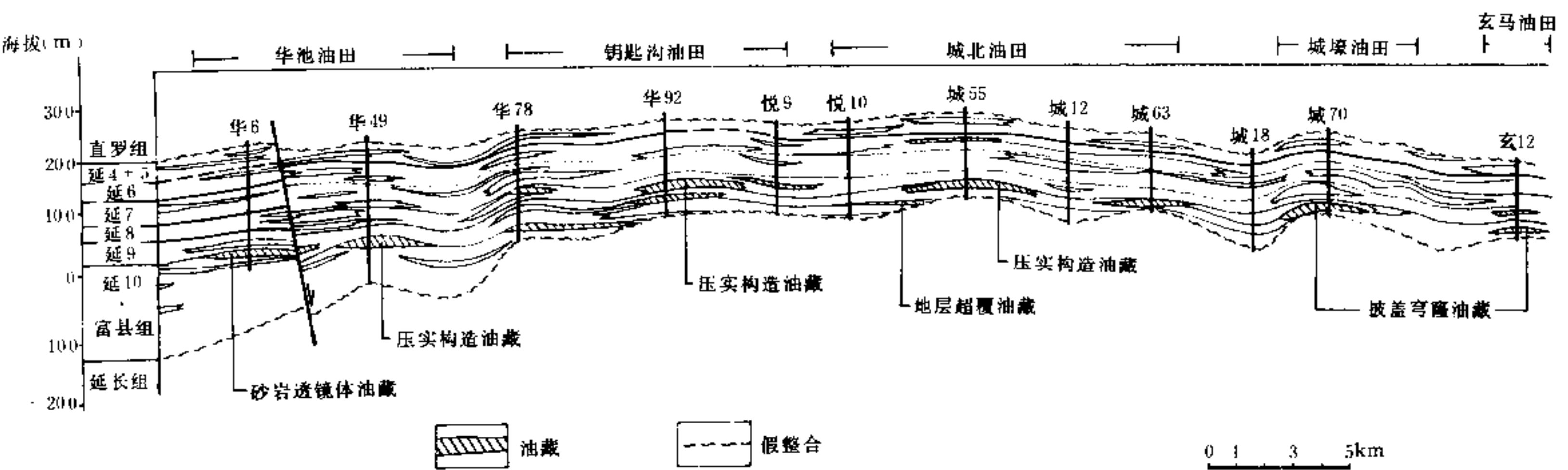


图1-10-3 城华坡嘴油藏序列图

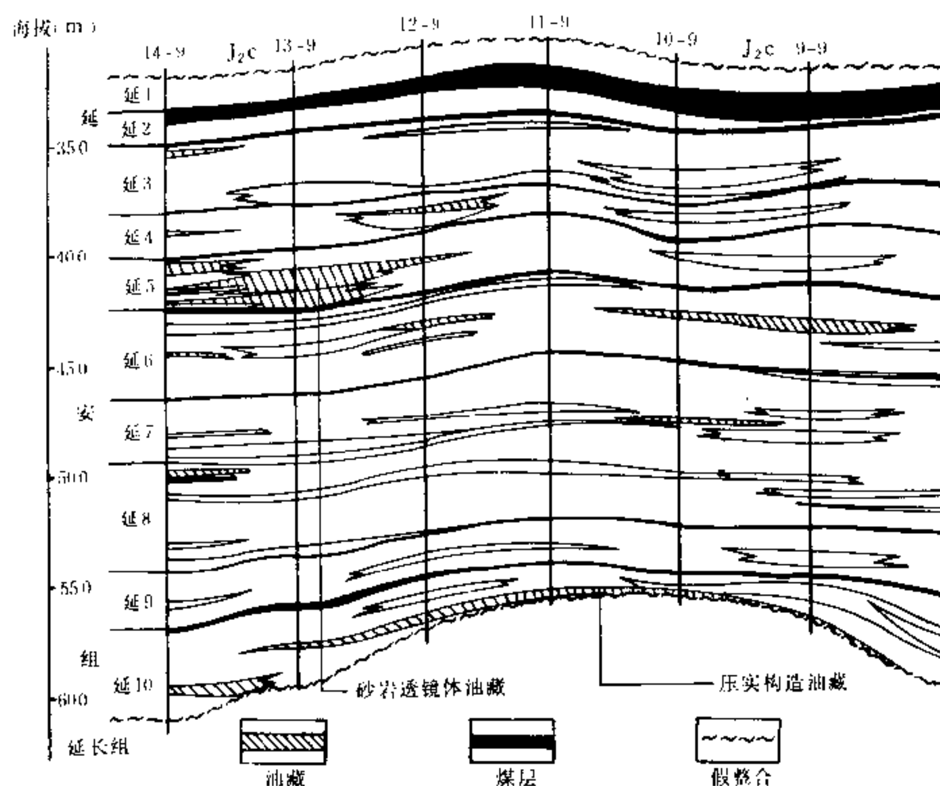


图 1-10-4　马坊滨河阶地油藏序列图

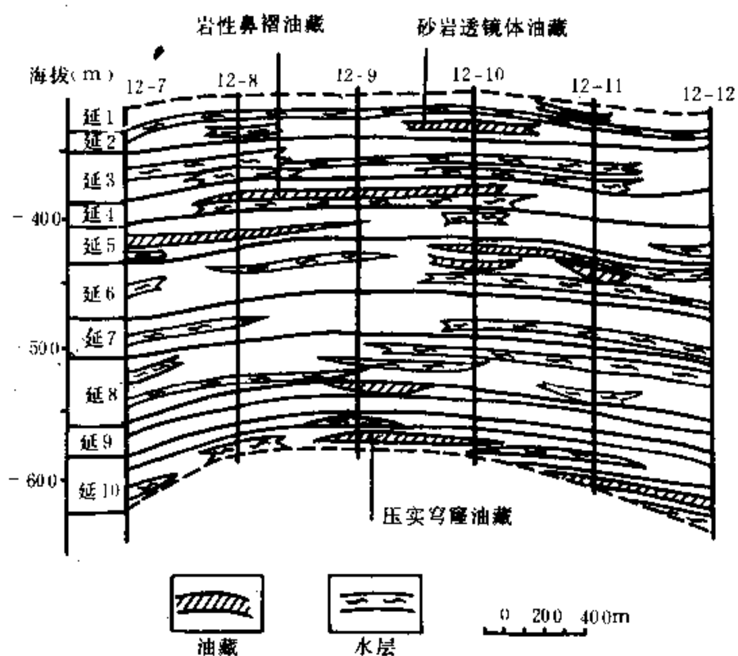


图 1-10-5　红井子河间残丘油藏序列图

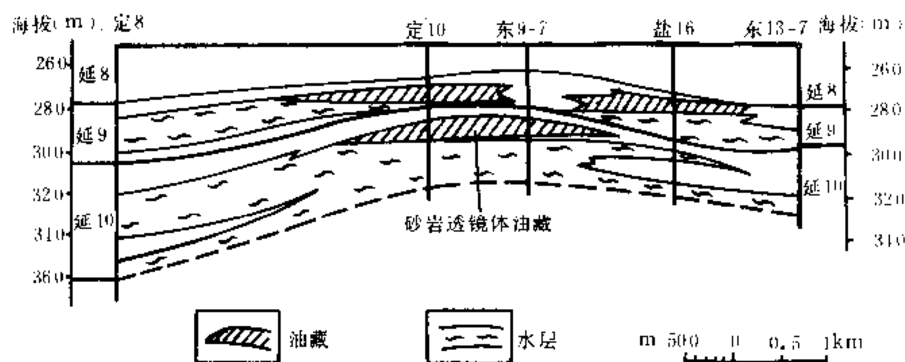


图 1-10-6　东红庄河间沙洲油藏序列图

镜体油藏。

3）平原台地类

①河岸堤坝区油藏序列：如吴旗油田（图 1-10-7）。其油藏序列为砂岩侧向顶部相变油藏，砂岩透镜体油藏、压实鼻褶油藏。通常油藏规模较小。

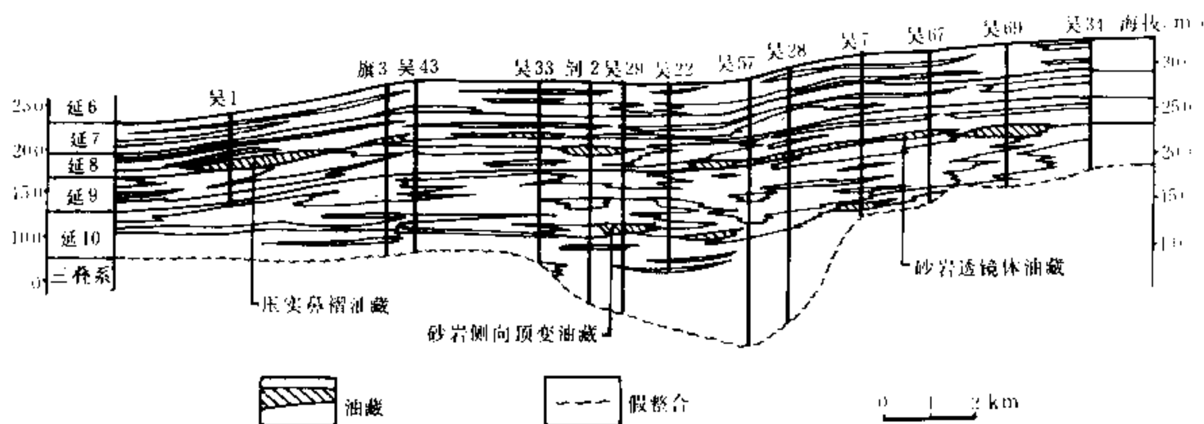


图 1-10-7　吴旗河岸堤坝油藏序列图

②岸嘴油藏：如永宁出油点，通常为压实鼻褶岩性油藏，油藏序列单一，其规模也小。

综上所述，坡系前缘和丘陵外围区是发育古地貌披盖油藏的主要地区，而河流“交汇三角”、坡嘴、滨河阶地、河间残丘等油藏序列是其主要类型；河流“交汇三角”区，岩性鼻褶油藏占主导地位；坡嘴区，压实构造和砂岩透镜体油藏同等重要；滨河阶地，压实构造油藏起决定作用；而河间残丘区，压实穹窿油藏、砂岩透镜体油藏和岩性鼻褶油藏的储量比较接近。掌握古地貌披盖单元油藏序列的规律，对于提高勘探成功率有重要意义。

（2）三叠系上与三角洲砂体油藏序列

1）三角洲前积砂体油藏序列：如安塞油田（图 1-10-8）。油藏序列有大型砂岩透镜体油藏、局部压实构造油藏、重油自封油藏、成岩圈闭油藏。

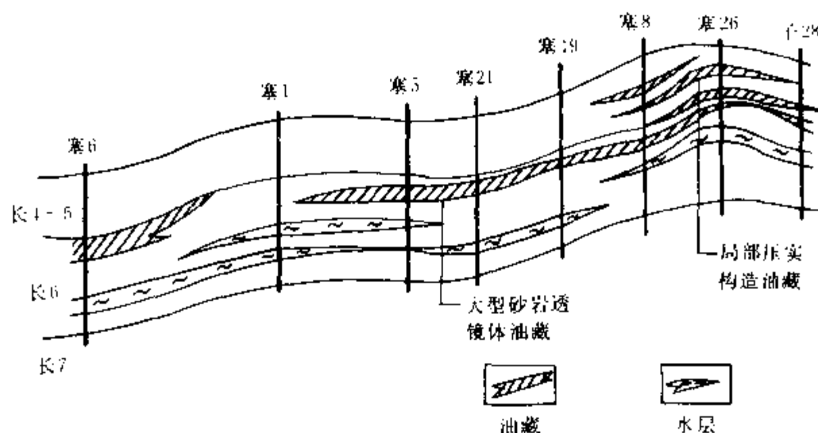


图 1-10-8　安塞三角洲前积砂油藏序列图

其中，成岩圈闭油藏主要产生于砂岩的浊沸石溶孔区（图 1-10-9）。浊沸石的次生溶蚀作用可将厚砂岩分为若干渗透段，含油的多少决定于渗透性的好坏。例如某井储油砂岩厚23米，按渗透率变化可分为22个岩性段，其中12段含油好，溶孔发育，平均渗透率 1.7×10^{-3} 二次方微米，累计厚度13.71米，占总厚度的58%；另外3段含油差，溶孔不发育、平均渗透率 0.99×10^{-3} 二次方微米，累计厚度3.71米，占总厚度的16%；其余7段无溶孔，不含油，平均渗透率 0.23×10^{-3} 二次方微米，累计厚度5.85米，占总厚度的26%。由于浊沸石溶孔发育程度的差异，便形成了成岩圈闭油藏。

2）三角洲分流河道砂油藏序列：如延长油田、子长油田（长6）、永坪油田、青化砭油田（图 1-10-10）。其油藏序列有岩性鼻褶油藏、上倾遮挡油藏、重油自封油藏和裂缝油藏，往往由于圈闭的复合性而产生混合圈闭油气藏。

2. 盆地西部

盆地西部为冲断构造带的中、南段，已发现的油气田属于三叠系者，有马家滩油田；属于侏罗系者有李庄子油田、大水坑油田、摆宴井油田；属于石炭二叠系者有刘家庄气田、胜利井气田。显然，该带是一个复式油气聚集带。该带油气藏类型主要受控于冲断构造，以各类构造油气藏为主可将其油气藏序列划分为四种类型。

（1）阶状冲断片区气藏　如灵武一陶乐一带气藏，气藏类型有背斜气藏（图 1-10-11），断背斜气藏（图 1-10-12）。

（2）冲断叠瓦区油气藏　马家滩油田属之，油气藏类型有背斜油气藏（图 1-10-13）、断块背斜油气藏（图 1-10-14）、断层鼻褶油气藏（图 1-10-15）。

（3）冲断前缘区油气藏　李庄子油田属之。油气藏类型有背斜油气藏（图 1-10-16）、岩性油气藏。

（4）滑脱面以下深层油气藏　目前尚未发现，预测应以背斜构造油气藏为主（图 1-10-17）。背斜幅度小、圈闭面积大、断层破坏小，是油气可能富集的一种油气藏类型。

3. 盆地北部

盆地北部系指黄土高原以北、黄河河套以南的地区，面积约10万平方公里。本区目前

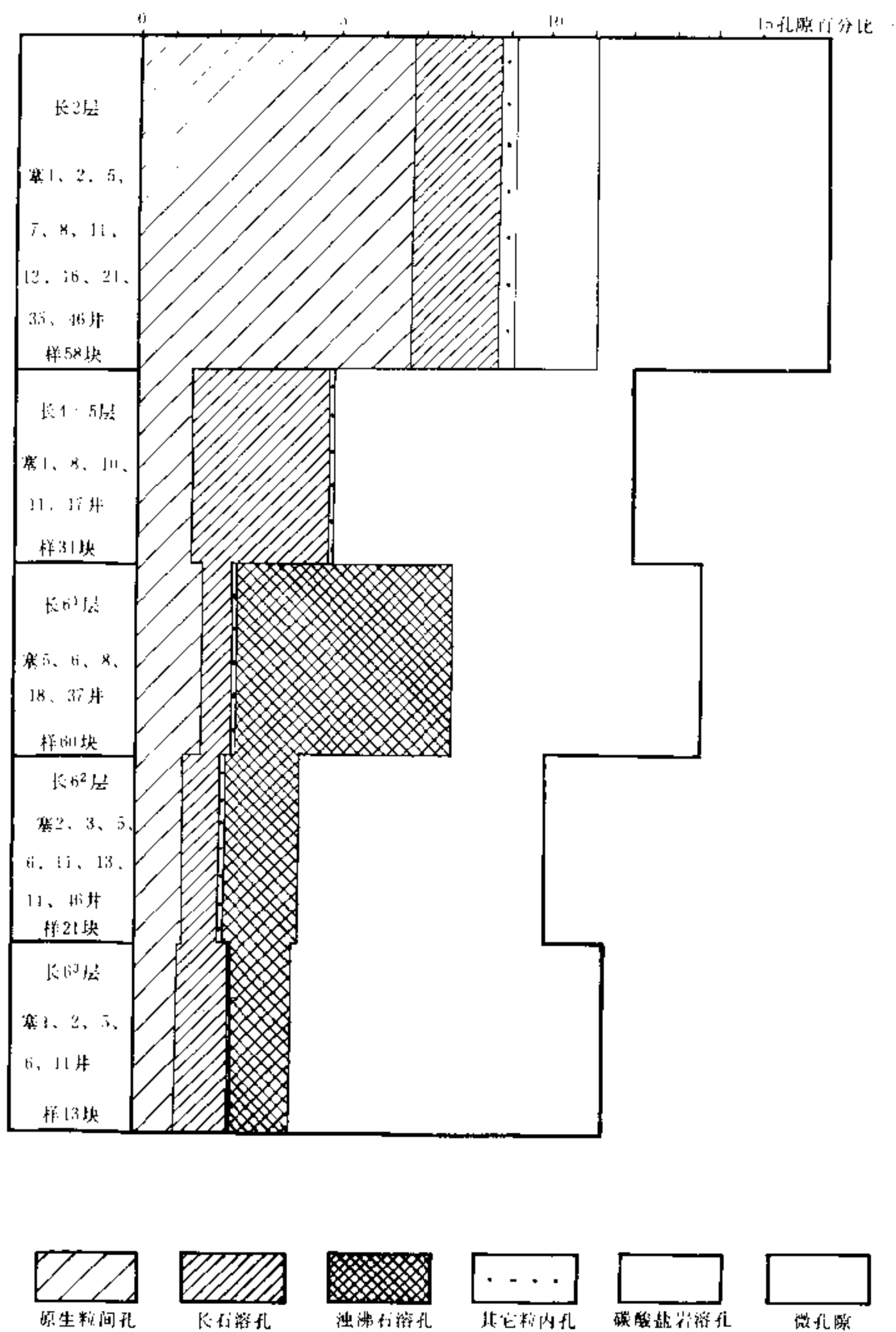


图 1-10-9 安塞油田长 2、长 4、长 6 孔隙类型及其所占孔隙百分比图

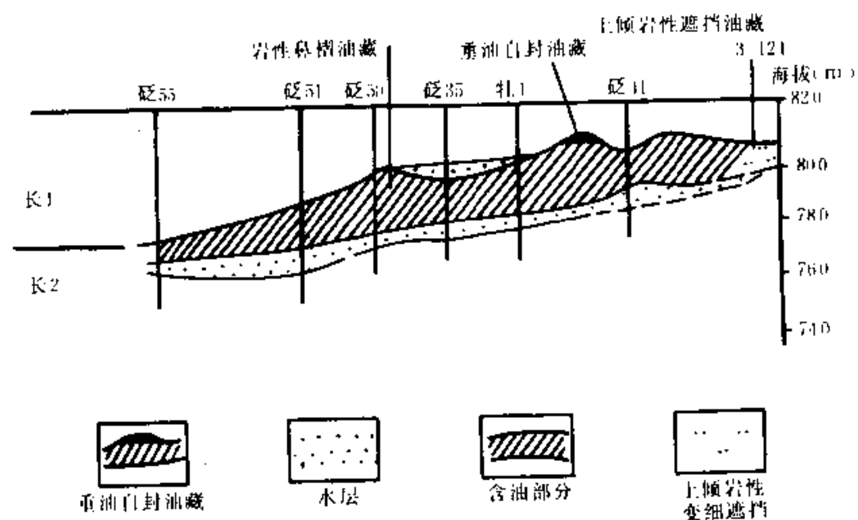


图 1-10-10　青化砭三角洲分流河道砂体油藏序列图

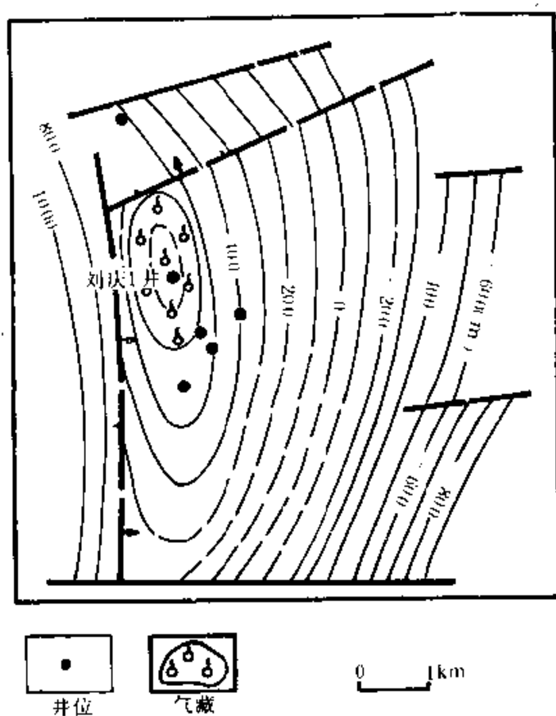


图 1-10-11　刘家庄背斜气藏

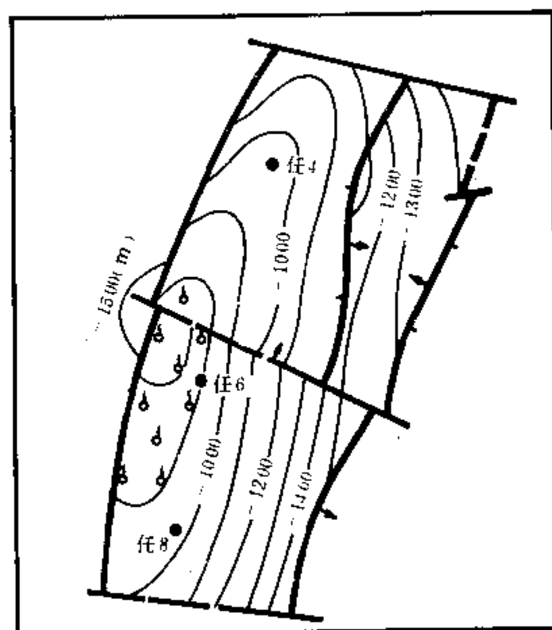


图 1-10-12　胜利井断背斜气藏

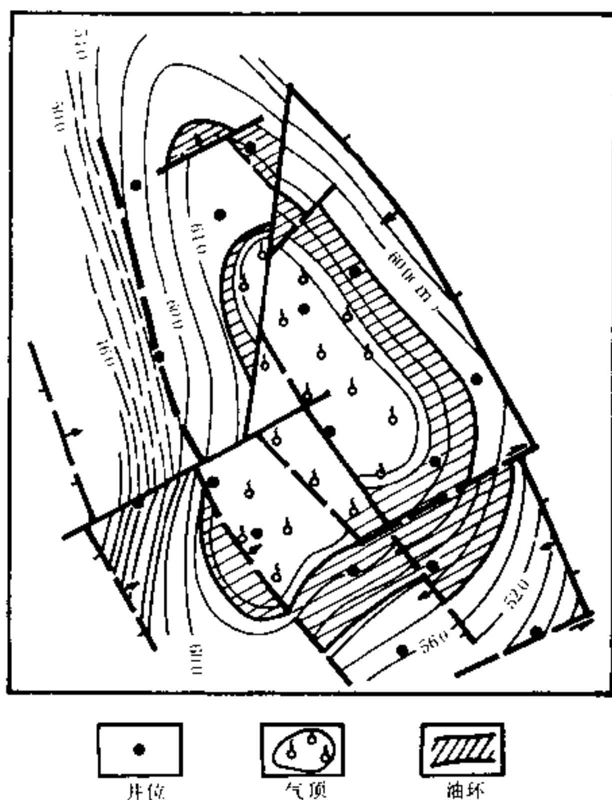


图 1-10-13　马家滩背斜断块背斜油气藏图

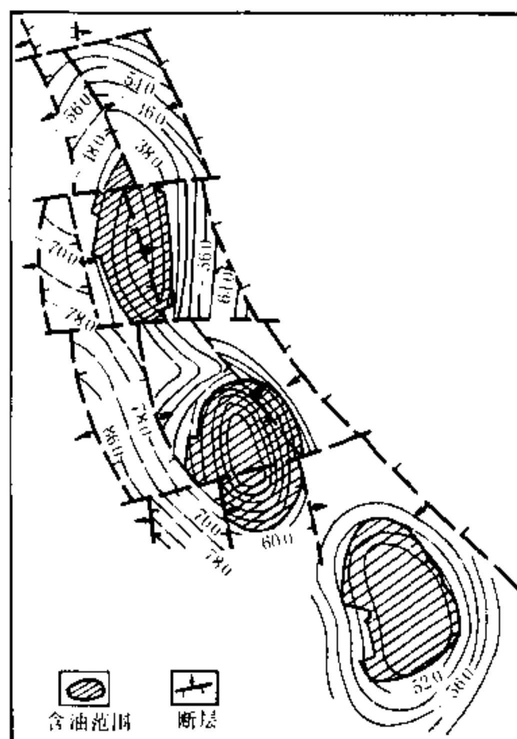


图 1-10-14　摆宴井断块背斜油气藏图

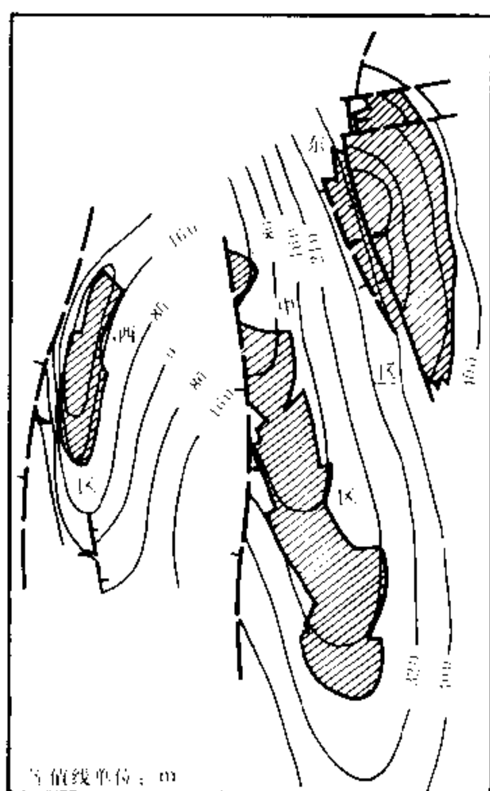


图 1-10-15　大水坑断层鼻褶油藏图

图例同图 1-10-14

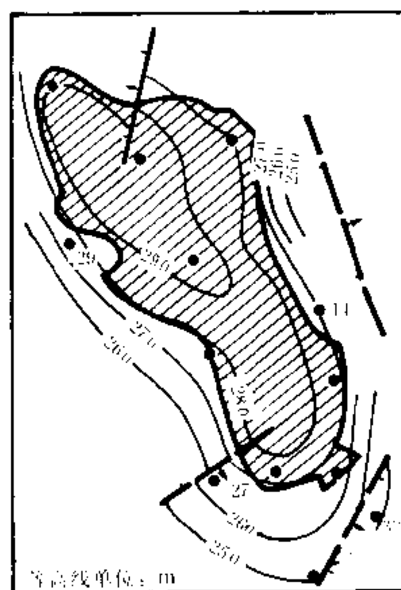


图 1-10-16　李庄子冲断前缘背斜油气藏图

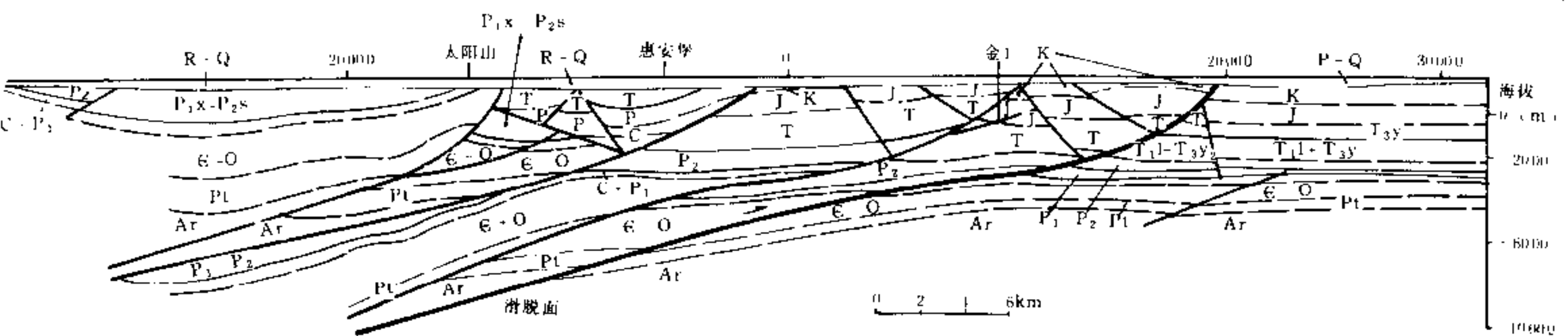


图1-10-17 马家滩冲断构造滑脱面以下油气藏预测图

尚未发现油气藏。但油气显示十分普遍。现分区简述于后。

(1) 北部的乌兰格尔显示区 乌兰格尔凸起顶部，燕山期不整合面上的白垩系底砂岩超覆层，西起合赖沟、东到马场壕都有油味砂岩露头，断续绵延 100 公里。在其南侧所钻 60%的井中见油砂，含油层位由石炭系到二叠系石千峰组，含油产状为油浸、油味砂岩及荧光显示。根据原油组分对比，上述地面油苗与地下油砂同出一源。

(2) 西缘冲断带的灵陶显示区 该区 60 年代所钻的 51 口探煤井，有 41 口井见黄色荧光砂岩；1969 年在刘家庄构造钻了刘庆 1 井（发现井），从石盒子组到太原组试气，有七个层产气，最高单层日产气 5.7 万立方米，近年又在胜利井构造任 11 井获得了日产 27.43 万立方米的高产气流，向北的哈什图东高点、色伦卜德庙高点亦相继出气；本区的气藏类型完全可与乌兰格尔地区的对比。

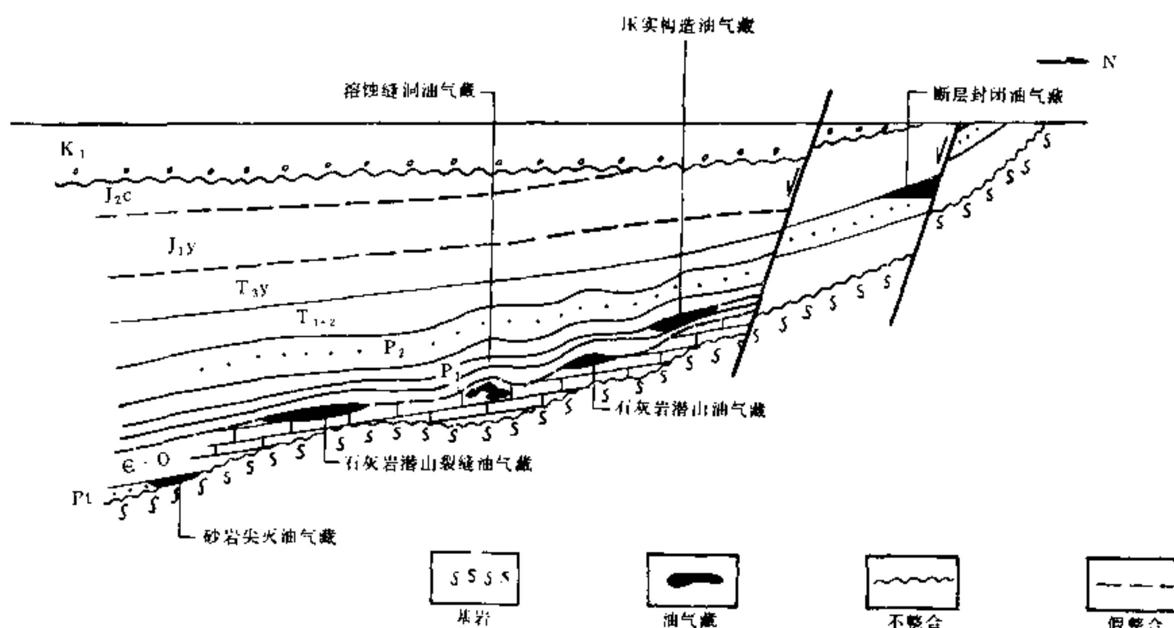


图 1-10-18 乌兰格尔凸起油气藏类型预测图

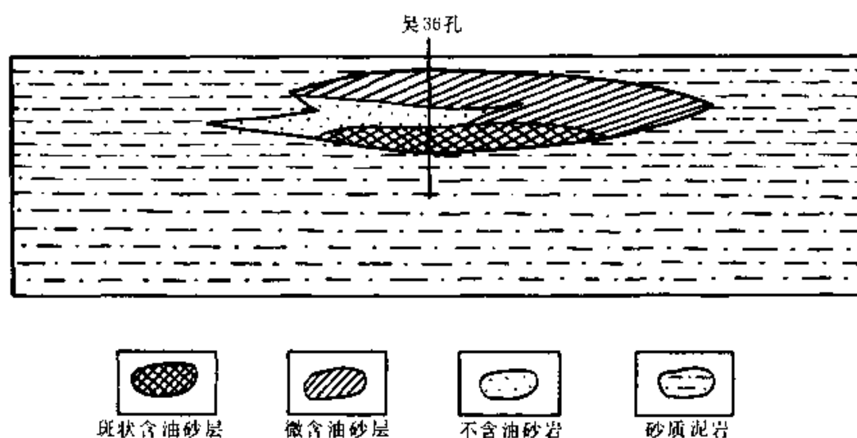


图 1-10-19 乌兰格尔凸起吴 36 孔砂岩透镜体油藏图

(3) 东部的吴堡显示区　该区70年代末钻探石炭二叠系煤层时发现普遍含气，在吴堡附近97平方公里范围内所钻的13口探煤井皆气、水同溢，后来对其中三口井的岩芯进行复查，发现山西组砂岩有黄色荧光显示，累计厚度可达60米。

由上述三个油气显示区叙述可见，盆地北部广大地区，完全可以找到油气藏。把本区地质条件和相邻油气区进行地质类比后，预测未来的油气藏序列应该与不整合面有密切关系（图1-10-18），一类是发育于盆地基底顶面的寒武奥陶系古地貌油气田，其中基底隆起裂缝油气藏、震旦系砂岩尖灭油气藏、沉积间断顶面溶蚀段油气藏，可能是其主要油气藏序列；另一类是石炭—二叠系的压实构造油气藏、砂岩透镜体油气藏（图1-10-19）、鼻褶断层油气藏（图1-10-20）是已知与可能的油气藏序列。

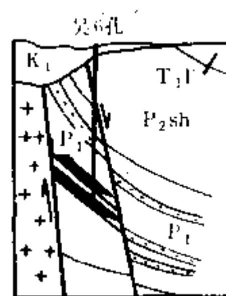


图1-10-20　乌兰格尔凸起鼻褶断层油气藏图

此外，近年在靖边、横山一带发现的奥陶系古侵蚀面、不整合封闭的气藏，划归古地貌类型中的古潜山气藏。其规模和边界有待查明，将来可能成为盆地中一个非常重要的油气藏序列。

第二节　油气藏形成条件

一、下侏罗统延安组古地貌油藏[1]

1. 概况

下侏罗统延安组是鄂尔多斯盆地目前开发的主要含油层系，到1988年底已找到油田14个，计有马岭、城壕、华池、南梁、吴旗、油房庄、东红庄、马坊、红井子、李庄子、大水坑、摆晏井、元城、樊家川等（图1-10-21）。全区有利含油面积1.6万平方公里，已有1.2万平方公里进行了充分和较充分的勘探，约占80%。因此侏罗系的油气资源已进入了二次勘探的阶段。

2. 地质背景

侏罗系延安组底部砂岩是盆地内的主要产油层，埋深1500米左右。在平缓的区域构造背景上，油气富集主要受侏罗系与三叠系之间的侵蚀古地形控制，只有西缘冲断带及其相邻地区才有与构造有关的油藏。盆地内上三叠统巨厚的生油岩是形成侏罗系油藏的主要油源岩。印支运动末期，上三叠统区域整体上升，遭受风化剥蚀，形成河谷纵横、丘陵起伏的古地貌景观。在此基础上，接受了下侏罗统延安组河流相—湖沼相的沉积，纵向上有10个由粗到细的沉积旋回，划分出10个油层即延10～延1。底部延10油层（含富县组），以河流相砂砾岩为主，直接覆盖在侵蚀面之上，形成区域分布的主要储油层，其探明储量占侏罗系总储量的90%以上。

3. 前侏罗纪古地貌特征及分类

如上所述，上三叠统延长组顶面有一个起伏明显的侵蚀界面。侵蚀面上河谷充填物等厚度图（图1-10-22）显示了这个古地貌的轮廓。厚度大于160米的地区，代表了河谷位置。厚度线在0～160米的区间，为河谷平原地区。向河床的部位为滨河床浅滩，向岸的部位则

[1] 宋国初，1984，陕甘宁盆地侏罗系古地貌油田形成的地质条件。

为河谷坡缘及河漫滩。其他没有河谷充填沉积的地区则为山地丘陵，成为参与碎屑物质补给的侵蚀地区。

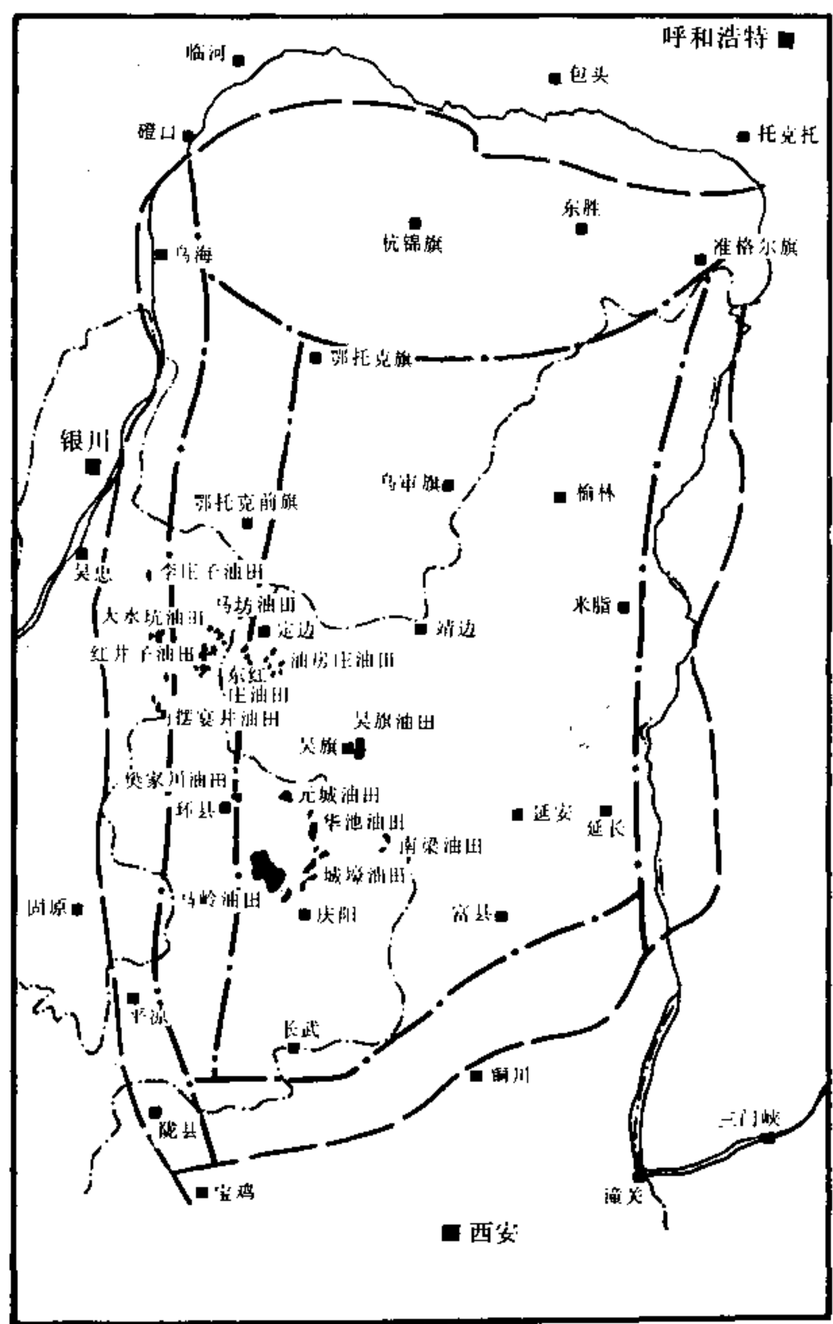


图 1-10-21　鄂尔多斯盆地侏罗系油气田分布图

盆地南部印支末期的地貌基本形态，展示出西部水系纵横、流水湍急的低山丘陵地貌；东部谷地开阔，河道蜿蜒曲折，沉积阶地连绵的冲积平原地貌。按地形高差、坡度大小、侵蚀基准面的位置以及侵蚀面上覆盖的河道砂体的展布和相序组合，划分为下述两类地貌和九种亚地貌（图 1-10-23）。

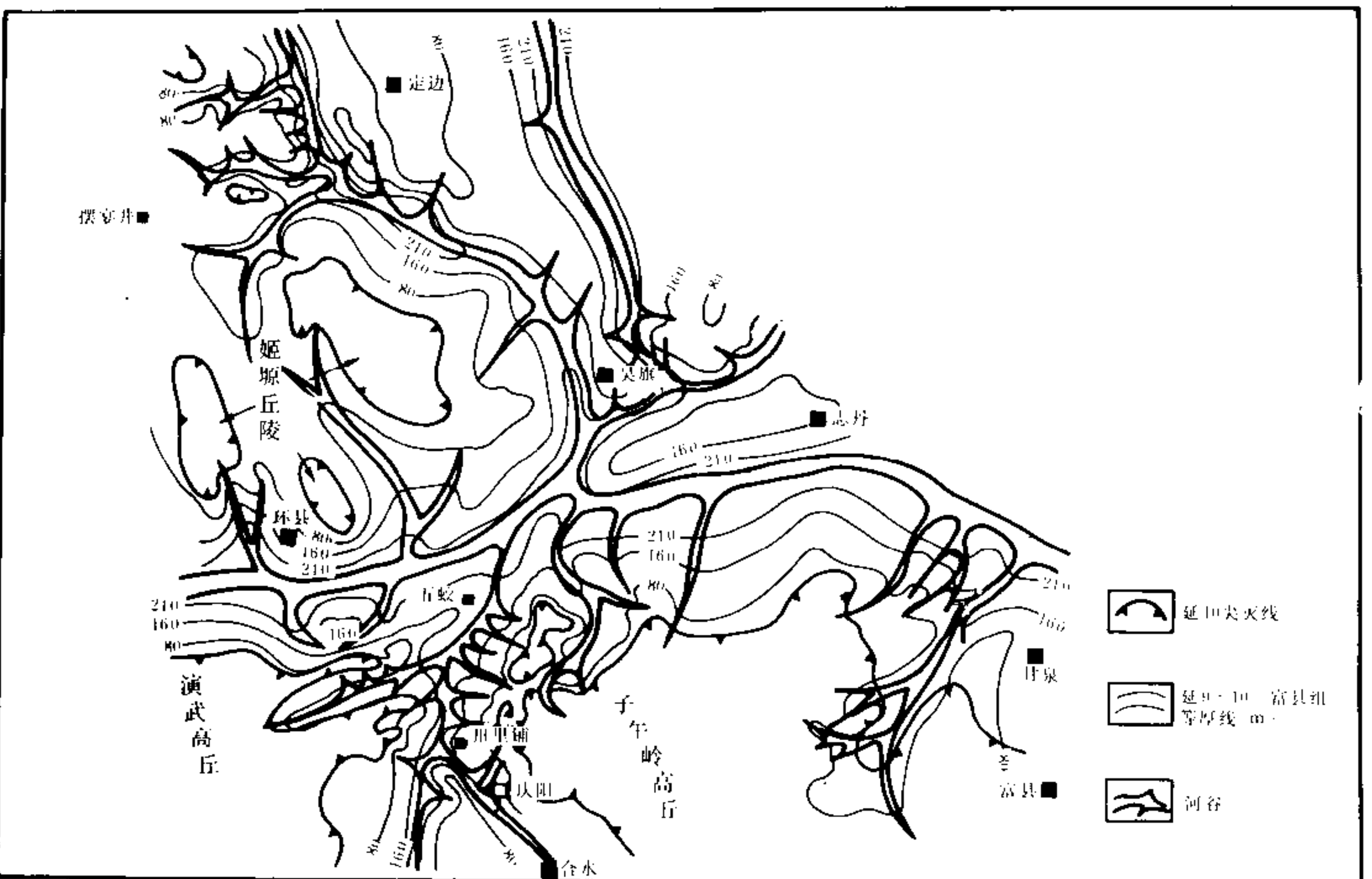


图1-10-22　鄂尔多斯盆地南部延9、10，富县组等厚图

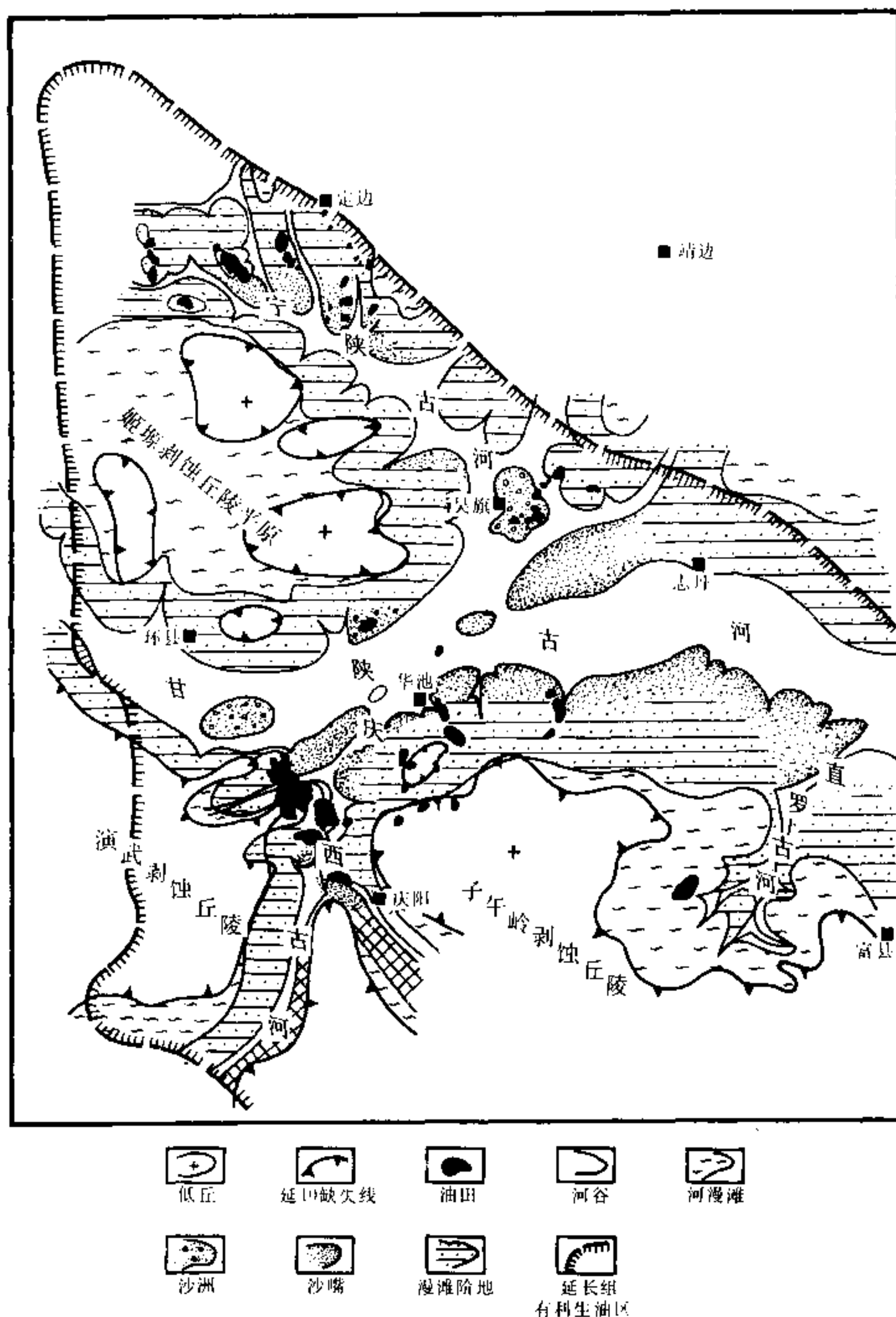


图 1-10-23　鄂尔多斯盆地南部早侏罗世延 10 期古地貌图

(1) 河谷平原地貌　即流水地貌，包括横贯盆地的干流及支流河道两岸的谷坡、漫滩阶地、浅滩、沙洲等六种亚地貌。早侏罗世在盆地南部发育一条大河——甘陕古河，近东西向横贯盆地，已知长 250 公里，宽 20～40 公里，流域面积 6 万平方公里。它有许多支流，其

南有庆西古河，北有宁陕古河，还有直罗、贺旗、合水、吴旗、东红庄等次级古河，组成树枝状古水系，将鄂尔多斯盆地分割为演武、子午岭、富县、靖边、姬塬等五大低山丘陵区。这条大河的轴部发育河道沙坝，为厚120～260米的滞留砂岩、含砾粗砂岩和粗砂岩。向河道两侧展开的滨河床浅滩和河漫阶地区，岩性变细，厚度减薄，主要是由中粗砂岩、细砂岩与泥岩组成的互层，甚至为厚度不过10米的粉细砂岩与泥岩的漫滩沉积。滨河床浅滩和河漫阶地区频繁出现地层尖灭超覆和因岩性变化而引起的压实构造。

(2) 低山丘陵地貌　是由甘陕古水系侵蚀切割而成。这种地貌区地形相对高差100～300米，坡度2°左右，延安世早期经常处于侵蚀基准面上下。这里沉积物的分布受古水系控制，因此可根据岩性和厚度再分为高丘岭、低丘岭及丘垅三种亚地貌，高丘岭地貌相对高差300米左右，长期处于侵蚀基准面以上，大面积缺失延10及富县组，甚至延9也分布局限。子午岭、演武、姬塬等属于这种地貌，低丘岭地貌相对高差150米左右。延10早期处于侵蚀基准面以上，晚期没入水下，漫布延10上部滨河床浅滩相砂岩或同期异相的泥质岩，在这类地貌单元上，油气分布在延10顶部砂岩中，马岭、曲子、王家场、马坊等油田与这种地貌有关。丘垅（也称丘嘴）地貌相对高差100米以下，为次级支流岔沟所夹持的沟间地带，往往是低丘向河床延伸的部分。在这种地貌上，延10沉积物往往形成岩性粗、厚度大的砂垅，而且砂岩横向变化频繁，油气分布于延10上部和延9中、油房庄、东红庄、长官庙—元城、上里塬等油田与这种地貌有关。

4. 古地貌油田形成机理

侏罗系油藏层位上集中于底部延10砂层，只有当底部砂层缺失的情况下，油气层才上移到延9层及其以上地层。横向上油气藏主要分布于河谷侧缘的滨河床浅滩、河漫滩阶地或低山丘陵的前缘（见图1–10–23）。这些古地貌单元是油气长期运移的指向，是高成熟的石英砂岩发育区，披盖压实构造分布广泛，以及具备多类型地层和岩性的遮挡，因而油气藏群集，储量丰富。这种油气藏的形成条件有五个方面。

1）油气运移依赖于河流的下切作用。下切的深度和广度决定上覆层含油气的丰度。由于河流对下伏延长组油源岩的切割，使延安组底部河道砂体直接覆于生油层之上，易于捕集油气（图1–10–24）。盆地西部在印支运动期上升较高，河流的下切深度大，使延长组向上

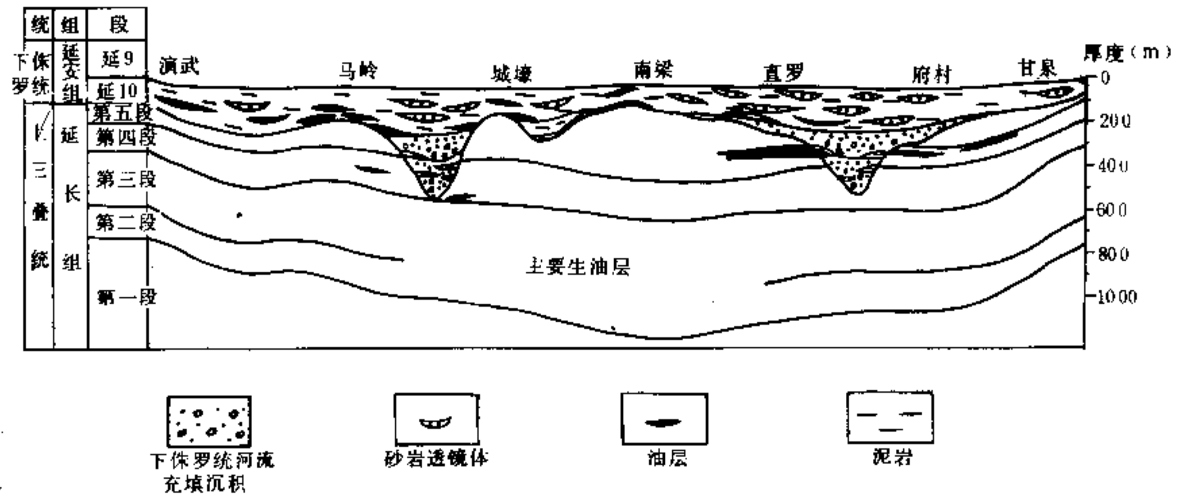


图1–10–24　延安组储集层与延长组生油层接触关系示意图

供油的范围广、层位多，侏罗系底砂岩含油丰富。马岭油田就是这种大面积供油的例证。盆地东部印支末期延长世处于区域抬升的低部位，支流岔沟不发育，河谷开阔，河流的下切作用弱，侧蚀作用强，延长组生油岩保留厚度大，层位全，延长组中部好生油岩向上供油受到阻碍，侏罗系底砂岩含油不如西部丰富，找到的油藏不多。

2）印支末期古地貌控制侏罗系早期古水系及沉积相，其底部河成砂体既是油气运移的输导层又是油气聚存的储集层。

如前所述，侏罗系延安组底部砂体是一套河流相沉积，其变化完全受古水系的控制。河床相砂岩为厚达120～260米的含砾粗砂岩或粗砂岩正粒序，呈树枝状分布（图1-10-25），河床两侧对称分布着滨河床浅滩相，主要是中—粗粒砂岩与泥岩的互层。在低山丘陵周围则有河漫滩相或河漫沼泽相，为厚度不到10米的粉—细砂岩与泥岩的互层或夹薄煤层。局部还有河漫湖。十分明显，由于这些砂体直接覆盖于三叠系延长组油源岩之上，首先它是下伏油气的输导层；若向上运移受阻，它就是油气的储集层，进而在各种地质条件的配合下，形成各种类型的油气藏。

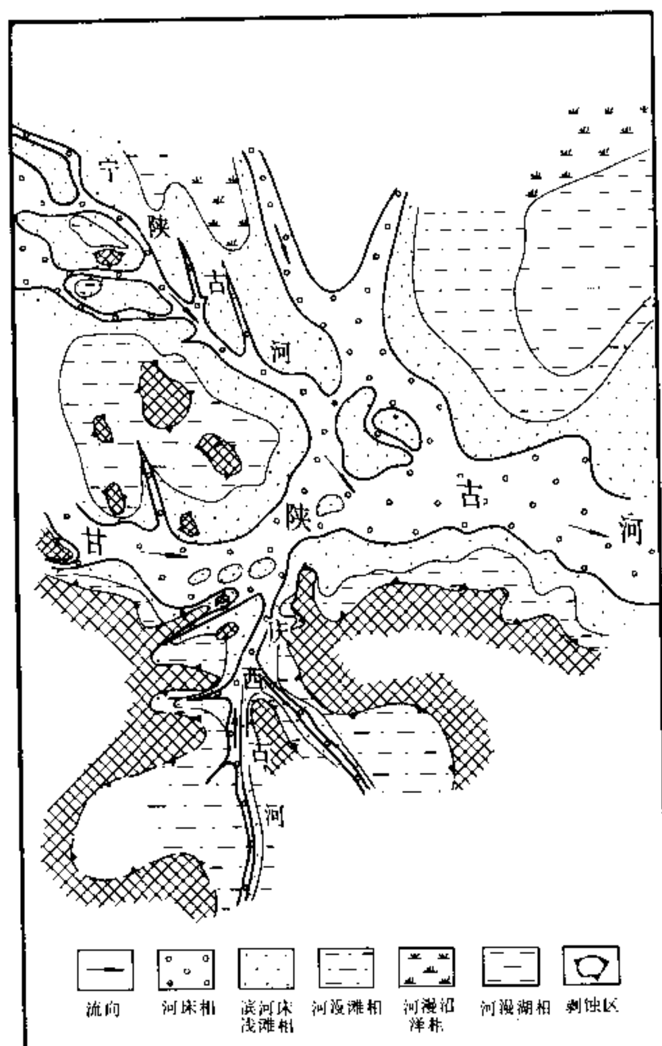


图1-10-25　鄂尔多斯盆地南部延安世延10期沉积相图

3）印支末期地貌控制的差异压实构造是油气聚集的主要圈闭。印支末期侵蚀面上覆层局部构造面貌与侵蚀面起伏十分协调（图1-10-26）。这是一种差异压实的同沉积构造。这种构造具有早期形成和继承性发展的特点，它的形成时间早于延长组油气成熟期，因此是油气运移的指向。

4）受河流相控制的砂岩顶凸“构造”也是油气聚集的重要圈闭。这种构造与古地形相对隆起无关，是河流相砂岩顶部变化或局部加厚，经差异压实而形成的。无疑，这也是一种早期形成的圈闭。但是构造幅度较小，且不具继承性，在空间上广布于前述压实构造的前缘或下倾方向及河道的轴部。这种构造也是油气聚集的重要场所（图1-10-27）。但受这种“构造”控制的油藏油柱高度不大、面积小、底水活跃，勘探和开发技术难度大，经济效益偏低。

5）古地貌控制岩性、地层油藏的形成与分布。侏罗系油气藏的形成还往往与砂岩渗透性差异和地层尖灭超覆有关。这种遮挡条件的成因有三：①由于河流的侧蚀形成点沙坝或滨

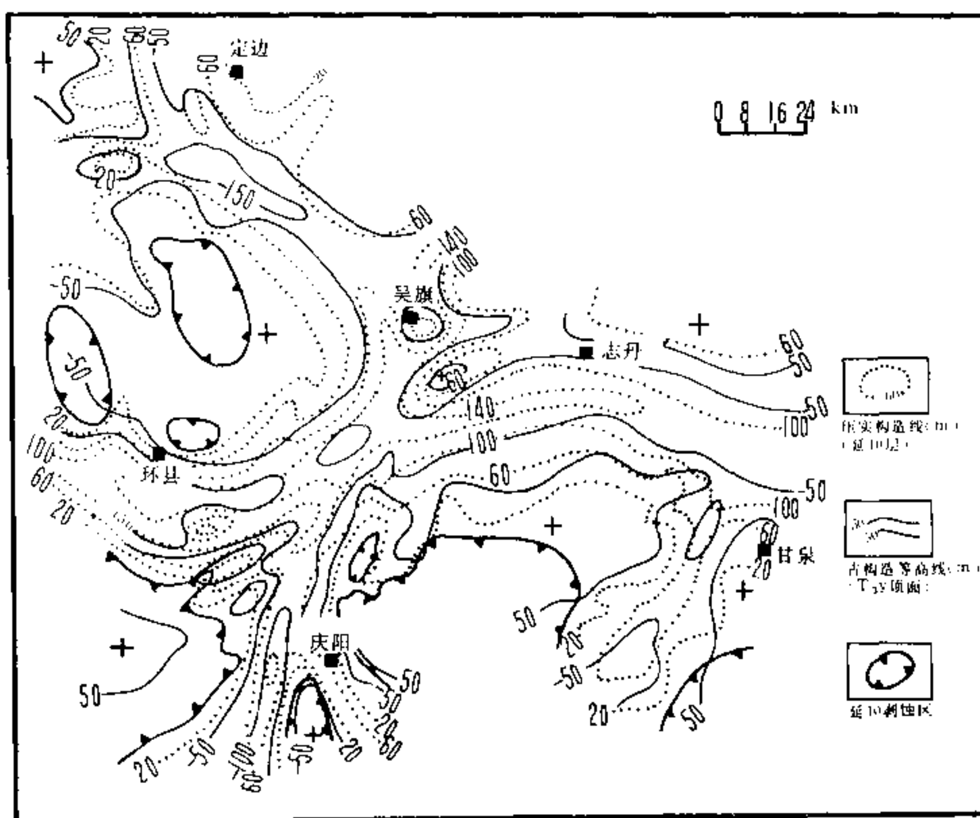


图 1-10-26 侏罗系延 10 压实构造与三叠系延长组顶面古构造图

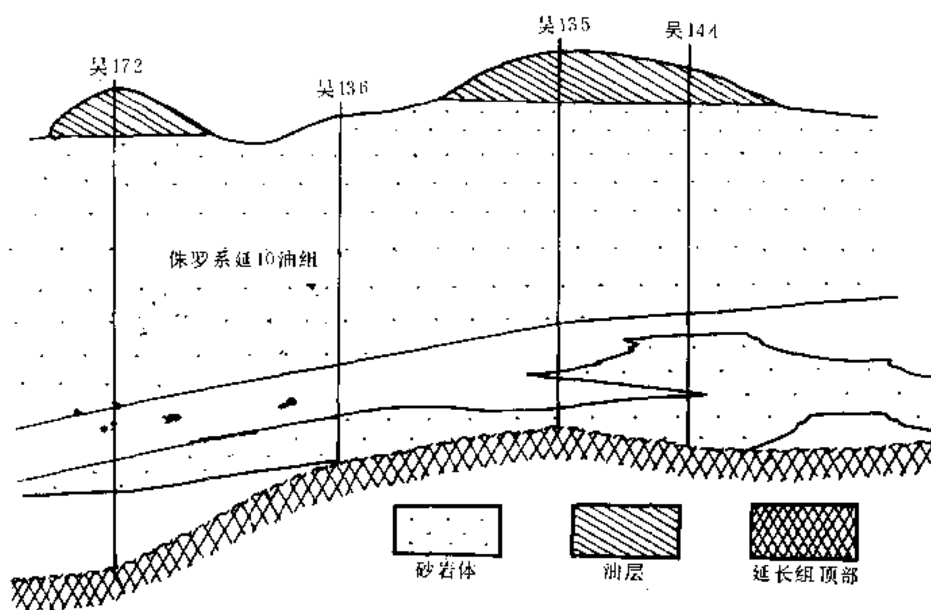


图 1-10-27 吴旗砂洲砂岩顶凸构造油藏模式

河床浅滩砂体，或由于侵蚀基准面上升，侵蚀阶地后退，形成地层尖灭超覆。②在河床部位，由于水流的频繁改道，常发生砂岩顶变与砂岩渗透性变异。③由于支流河道纵向加积，

形成河道沙坝侧翼尖灭。凡此种种都可形成各种形式的地层、岩性油藏。

5. 不同古地貌单元的油藏模式

侏罗系油藏与古地貌有成因联系，不同的地貌单元配置着不同的油藏模式。

(1) 河谷平原模式　依油藏所在古地理位置分为两个亚类。

1) 河漫滩阶地亚类。古地形属丘陵斜坡或河谷平原的漫滩阶地。广泛分布着滨河床浅滩砂岩。由于河流的多期发育和侵蚀基准面频繁移动；地层减薄、尖灭和超覆频繁。因此与此有关的油藏模式极为复杂，除以上倾方向为主的构造—岩性油藏外，还广泛分布着岩性、地层超覆和渗透性差异油藏。马岭、玄马、悦乐和红井子等油田都有这种类型的油藏。以马岭油田南区为例（图 1–10–28）上倾方向有构造—岩性油藏、地层超覆油藏；下倾方向有砂岩透镜体油藏和渗透性差异油藏。

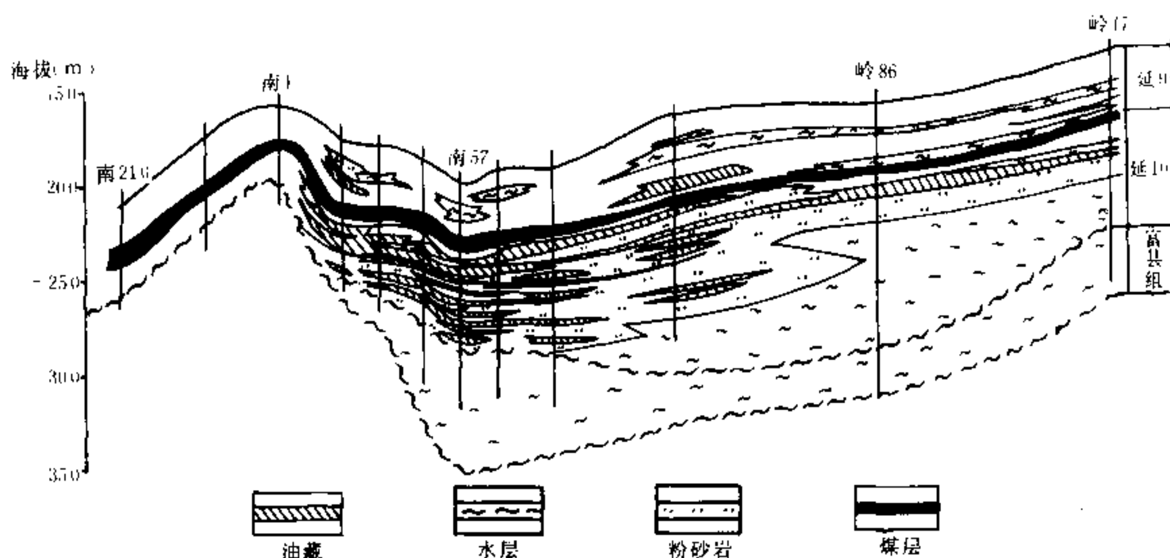


图 1–10–28　马岭低丘河漫滩阶地油藏模式图

2) 河床亚类。由于沉积时水道的摆动，引起沉积体内岩性的变化，从而渗透性差异广泛出现（图 1–10–29），形成与之相适应孔隙结构相对变化的油藏类型。

(2) 低山丘陵模式　根据山丘的分布位置和相对高度，分为两个亚类。

1) 低丘亚类。相对高差 100～150 米，上覆延 10 层上部沉积，于低丘斜坡有延 10 的中、下部超覆沉积，顶部有一明显的差异压实构造。这种构造因邻近被切蚀的油源岩，物性较好的储集层发育，油气比较富集。属于此类组合的油藏由于古地形高度的不同，油气或富集于顶部，或富集于翼部。顶部者主要有构造油藏及岩性—构造油藏。翼部者主要是地层超覆油藏和上倾岩性尖灭油藏。这些油藏组合为本区主要油藏类型，代表油田有马岭（图 1–10–30），曲子、王家场等。

2) 高丘亚类。为一宽敞的丘塬，相对高差 300 米左右，大面积缺失延 10 层，上覆层有微弱的鼻状隆起，主要油藏为构造油藏和岩性—构造油藏，如城壕（城北）、南梁、演武等（图 1–10–31）。

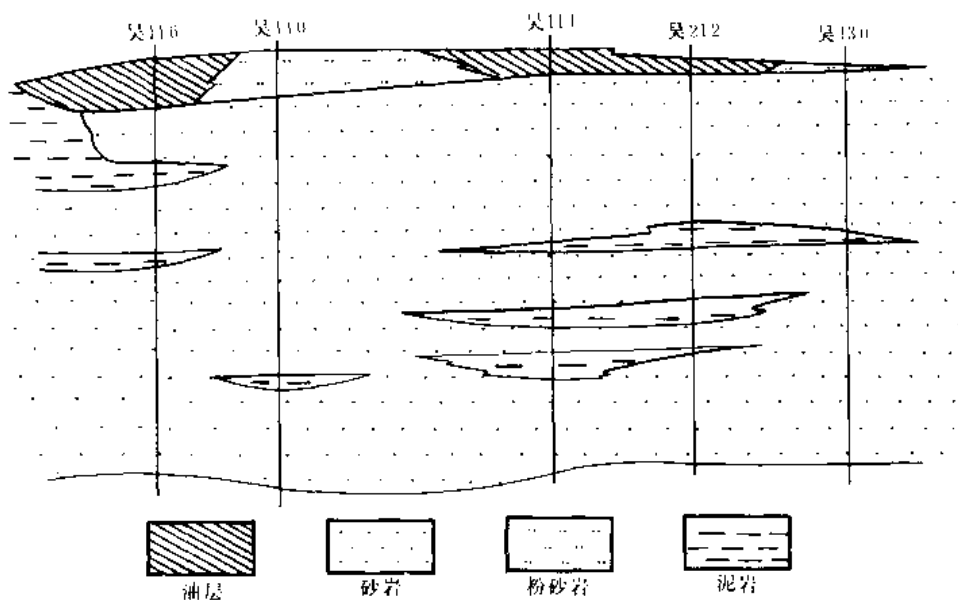


图 1-10-29　吴旗河床砂岩渗透差异油藏模式图

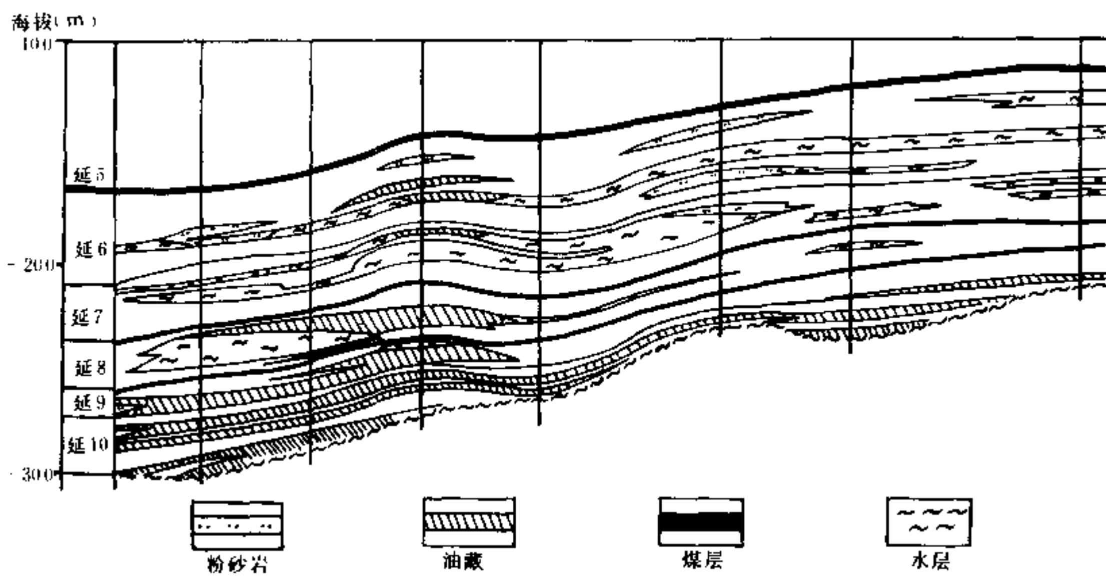


图 1-10-30　马岭中区低山丘陵油藏模式图

二、三叠系延长组三角洲砂体油藏[1]

1. 概况

[1]李克勤，1985，最佳成油配置与低渗油层找油。

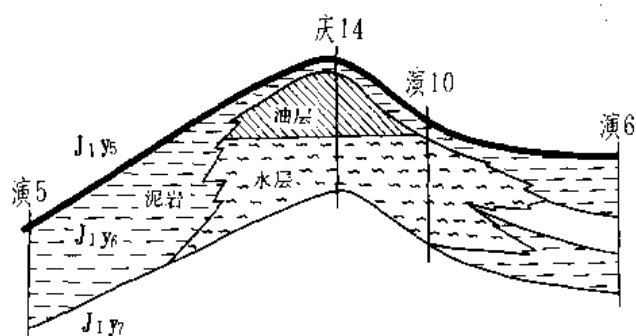


图1-10-31　演武高丘岩性—构造油藏

上三叠统延长组是一套特低渗透的含油层系，开发效益不高。近年来通过精细的沉积相研究及资源评价，在生储油层配置较好的区内，低渗中找相对高渗，发现了储油物性较好的三角洲前缘砂体，勘探上取得了明显的进展。截至1988年底共找到油田9个，计有安塞、直罗、下寺湾、马家滩、延长、永坪、青化砭、甘谷驿、子长等（图1-10-32）。年生产原油能力45万吨，其中延长油矿为30万吨，占总年生产能力的67%。

2. 成油地质条件

盆地内的地层倾斜度小，在延长组内主要发育隐蔽性的岩性油藏，油气富集受沉积相的制约。从沉积相图可以看出（图1-10-33、图1-10-34），延长组沉积类型为内陆淡水湖泊，沉降中心在盆地西缘，沉积中心在盆地南部（大约在长城以南）。由于盆地形态在东西、南北两个方向上均不对称，导致相带分布也不对称，盆地东北部地形平缓、相带展布较宽，分布有序，湖相、三角洲前缘相、三角洲平原相、冲积平原相依次出现；西、南部地形较陡，相带展布窄长、且有跳相现象，由湖相突变为水下扇相。盆地南部是多期沉积的中心，生储油岩体主要发育于此区，盆地中心的湖相沉积是主要的生油岩、而周边呈舌状分布的三角洲前缘砂体，水下扇的扇中、扇端砂体是主要的储集岩。

(1) 沉积发育史决定生、储、盖组合的形成　晚三叠世的沉积发育史记录了一个内陆湖盆发生、发展到消亡的全过程。从长10到长7为湖进阶段，由河流相、三角洲相演化为浅湖及深湖相，湖盆扩大，水体加深，沉积物由粗变细，进入湖盆发展的全盛时期。由两套正旋回、形成两套生储组合，每套旋回的下部发育储集层，即长10、长8油层组，而旋回的上部发育生油层即长9及长7油层组（生油层中所夹粉砂岩含油，故仍以油层组称之。从长7到长1为湖退阶段，由深湖相演变为浅湖相、三角洲前缘相及三角洲平原相，湖盆慢慢被填充、湖水收敛，最后以平原沼泽化结束其沉积过程。总体看来，湖退过程发展缓慢，经三期反旋回沉积，即三期三角洲的建设始告完成。每一旋回的下部发育生油层，即长7、长4+5、长3上部，而旋回的上部发育储集层，即长6、长3下部，长2至长1全面沼泽化而告终。以上因每套旋回中的生油层又是下伏油层的盖隔层，故而形成了六套完整的生储盖组合，包含10个油层组（图1-10-33）。

(2) 横向相带变化控制生储油层有利区的分布　湖盆中心的湖相沉积是延长组主要的生油相，纵向上生油层从长9～长4+5均发育，但以长7为最好。岩性以黑灰色泥岩为主，并有40～120米的油页岩。平均生油岩厚度300～400米，分布面积近10万平方公里，为一套有机质丰度较高、三种母质类型并存，已达成熟阶段的有效生油岩体（详见生油及热演化部分）。总生油量529亿吨（图1-6-18）。

据油源对比，延长组生油岩是中下侏罗统延安组与直罗组的主要油源岩。聚油期在晚白垩世或早第三纪。

储集相主要是三角洲前缘砂体及分流河道砂体，计有长6、长3、长2等层。长6层在

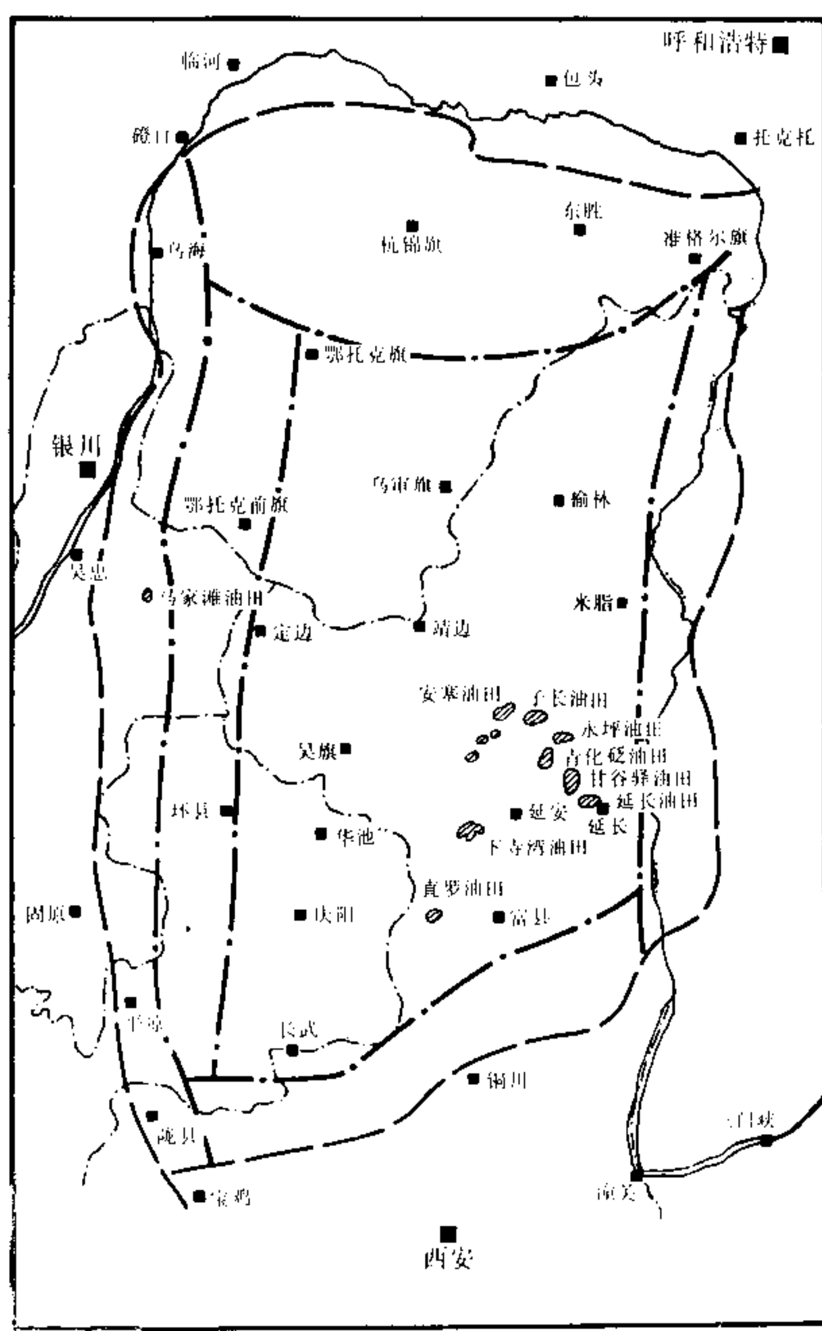
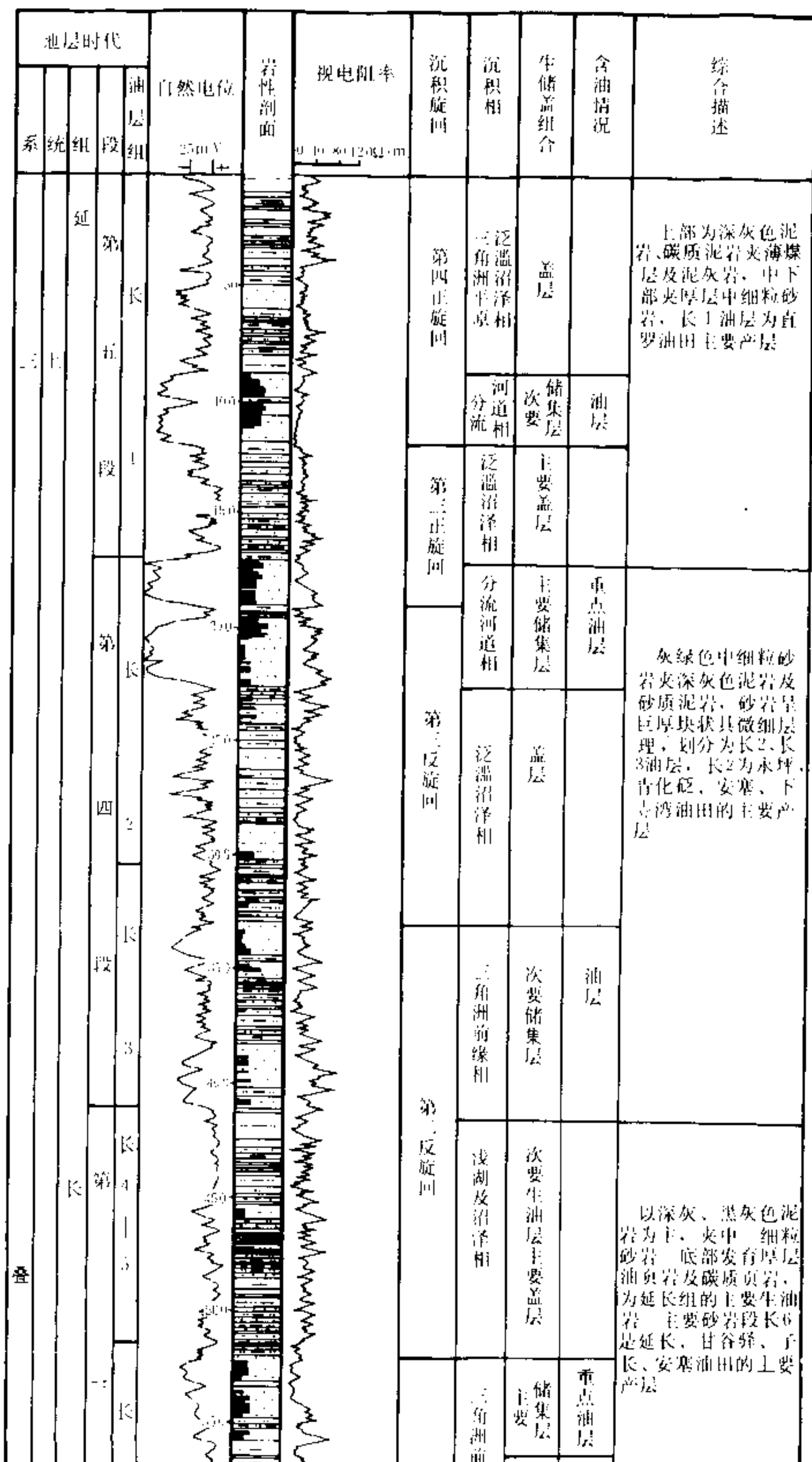


图 1-10-32 鄂尔多斯盆地三叠系油田分布图

盆地东北部靖边—定边—吴旗—安塞—延安一带，在原浅湖区内有大面积的三角洲，依次排列着定边三角洲、吴旗三角洲、志丹三角洲、安塞三角洲及延河三角洲（图 1-10-34）。这些三角洲分布面积 1000～3000 平方公里，形成大面积复合砂体。主体砂岩厚度 30～50 米。具有较好的物性，平均孔隙度 11.9～14.43%，平均渗透率 $2.47\times10^{-3}\sim6.08\times10^{-3}$ 二次方微米，是低渗透层中的相对高渗透层。盆地西缘发育水下扇及三角洲，多处见含油显示。长 3 为另一三角洲建设期，是在长 4+5 沼泽相及浅湖相基础上发育起来的。各三角洲除在与



地层时代
系
统
组
段
油层组
自然电位
岩性剖面
视电阻率
沉积旋回
沉积相
生储盖组合
含油情况
综合描述
三叠
上
延
长
第五段
第四段
第三段
长1
长2
长3
长4+5
长6
第四正旋回
三角洲平原泛滥沼泽相
盖层
分流河道相
次要储集层
油层
上部为深灰色泥岩、碳质泥岩夹薄煤层及泥灰岩，中下部夹厚层中细粒砂岩，长1油层为直罗油田主要产层
第三正旋回
泛滥沼泽相
主要盖层
分流河道相
主要储集层
重点油层
灰绿色中细粒砂岩夹深灰色泥岩及砂质泥岩，砂岩呈巨厚块状具微细层理，划分为长2、长3油层，长2为永坪、青化砭、安塞、下寺湾油田的主要产层
第二反旋回
泛滥沼泽相
盖层
三角洲前缘相
次要储集层
油层
第一反旋回
浅湖及沼泽相
次要生油层主要盖层
以深灰、黑灰色泥岩为主，夹中—细粒砂岩，底部发育厚层油页岩及碳质页岩，为延长组的主要生油岩。主要砂岩段长6是延长、甘谷驿、子长、安塞油田的主要产层
三角洲前
主要储集层
重点油层

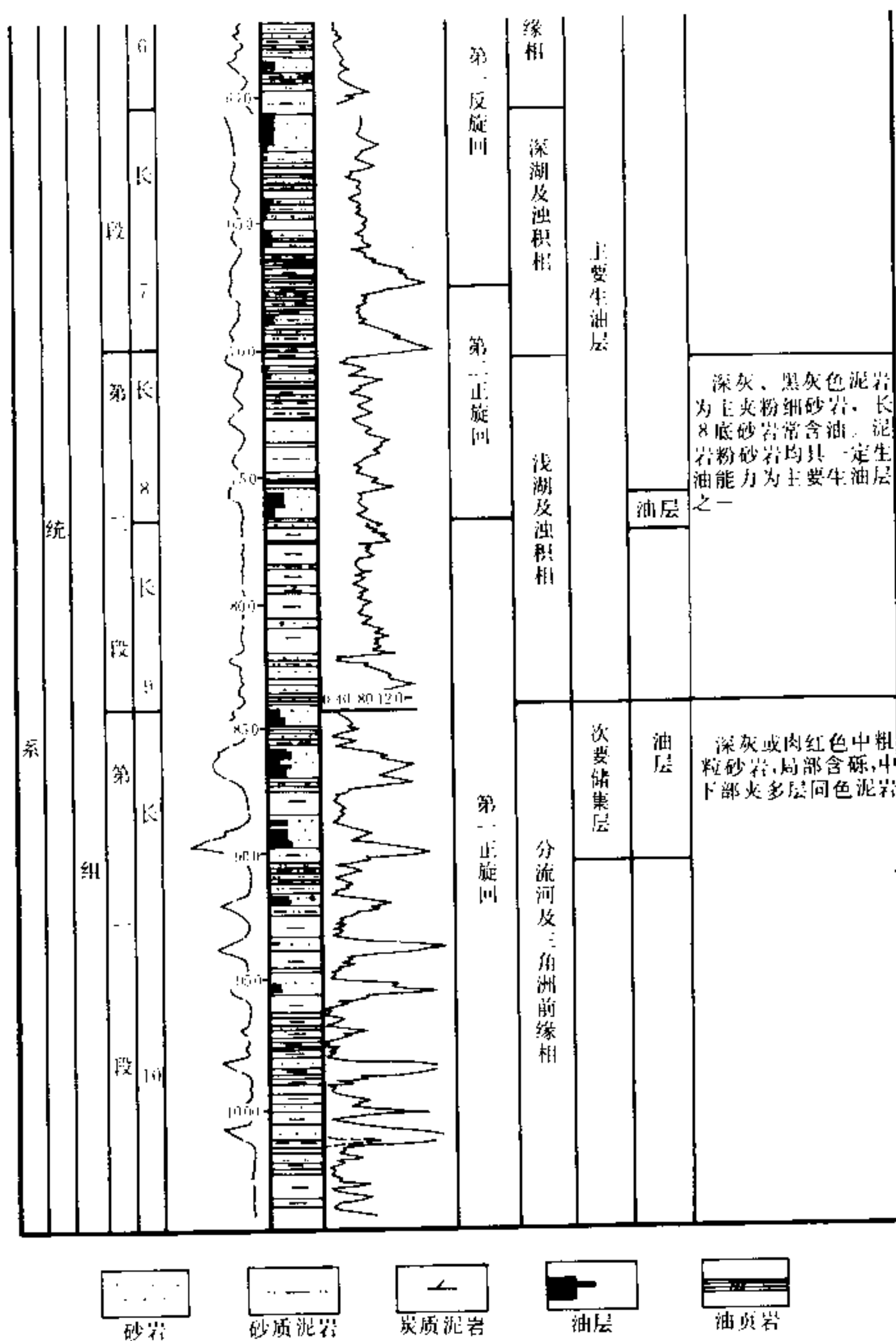


图 1-10-33 上三叠统延长组生储盖组合柱状图

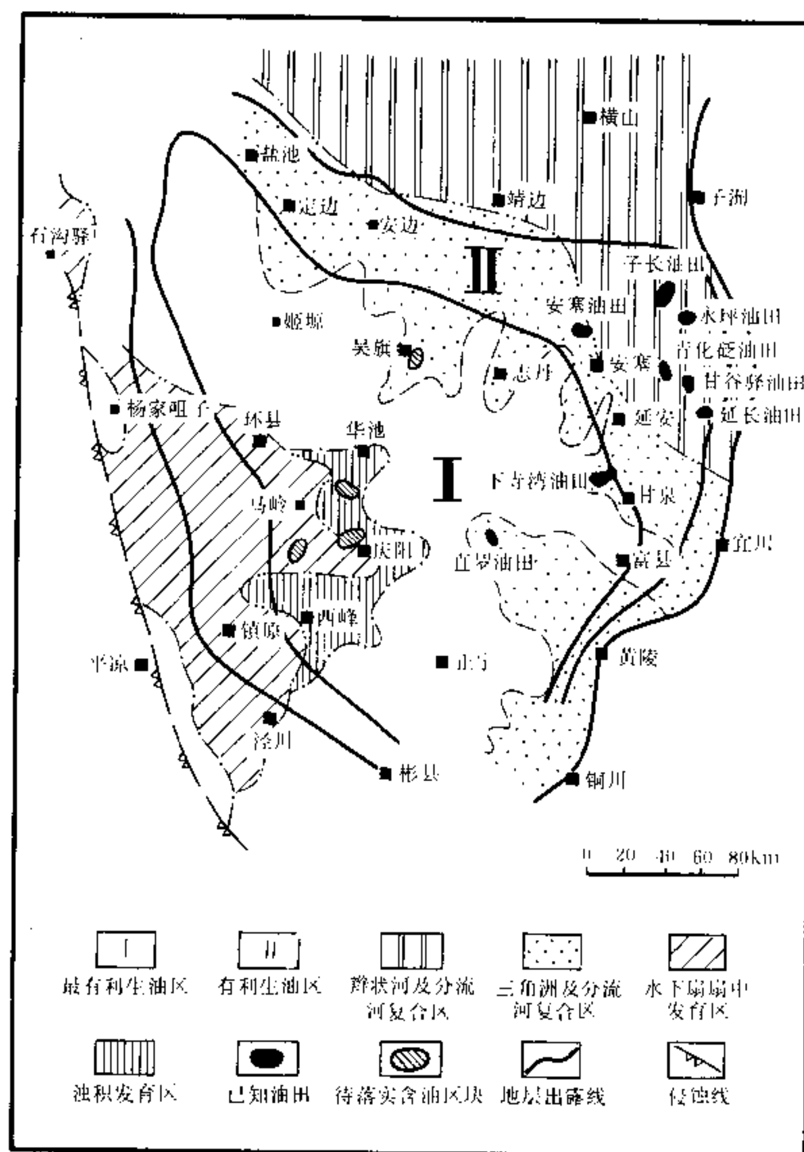


图 1—10—34　鄂尔多斯盆地南部延长组沉积相与生油区评价图

长 6 相近的位置上发育以外，均向湖心有明显的推进。分布面积 1000～2000 平方公里，主体砂岩总厚度 30～40 米，平均孔隙度 14.3～15.7%，平均渗透率 3.2×10^{-3}～9.1×10^{-3} 二次方微米，物性相对较好。长 2 层处于湖盆收缩枯竭的开始，三角洲砂体的分布范围已经很小，主要发育分流河道砂体或废弃河道砂体。盆地西部因抬升侵蚀，分布局限，主要发育在盆地东北部分。砂体厚度 20 米左右，平均孔隙度 15～17%，平均渗透率 7×10^{-3}～53×10^{-3} 二次方微米。

(3) 沉积相的纵向演化与横向变异形成许多有利的成油组合　纵向上的演化是指生油层、储油层、盖层的完整组合；横向上的变异是指生油区、聚油区、遮挡区的匹配。从而，形成油气藏。

图 1-10-35 是鄂尔多斯盆地延长组的成油模式。从图中可以看出，从湖盆外围到中心，共有六种成油组合，从左至右编号为 1～6，它们各具特点。因为长 6 以上为延长世湖盆退缩期，湖相沉积面积向上递减呈宝塔状，而储集砂体则逐层向湖心方向迭进，呈喇叭状。因此生储油层相带的分界线是一条斜线。此线以下沉积物为全细型，是生油层叠合发育区，以长 7 为主要油源层。此线以上沉积物为过渡型—全粗型，为储集层发育区。自 1 至 6 组合，由三角洲前缘砂体变为分流河道砂体。层位由老变新。

有利成油的六种组合，形成六种类型的油藏。它们的特征如下：

组合 1 为长 6 分流河道砂体油藏。由于此类砂体广泛分布，长 4+5 区域性盖层的作用及良好的圈闭条件，长 6 分流河道砂体油藏广泛分布，如已知的延长、甘谷驿、子长等油田。以子长油田为代表，油层厚度 3.9 米。平均孔隙度 11.03%，平均渗透率 1.19×10^{-3} 二次方微米，平均单井日产油量 4.33 吨，平均含水率 48%。

组合 2 为长 6 三角洲砂体油藏。复合砂体分布面积 1500～5000 平方公里，单个砂体分布面积 300～500 平方公里，砂层厚度 30～50 米，盖层为厚 80 米左右的长 4+5 沼泽相泥岩、湖湾泥岩及低渗透带圈闭，形成产量高、分布广的油藏。代表性油藏如安塞油田塞 5 井区。这个井区油层厚 9.3 米，平均孔隙度 11.56%，平均渗透率 2.28×10^{-3} 二次方微米，平均单井日产油量 11.2 吨，平均含水率 7.2%。

组合 3 为长 4+5 三角洲砂体油藏。在安塞油田塞 8 井区首次发现，为安塞—延安三角洲砂体的一部分，复合发育区面积 4000 平方公里，单个砂体厚约 20 米，分布范围初步控制约 100 平方公里。油藏由长 4+5 下部三角洲砂体与上部沼泽相泥岩构成。代表性油层为塞 8 井区，油层厚 6.3 米左右，平均孔隙度 10.94%平均渗透率 1.35×10^{-3} 二次方微米，平均单井日产油量 3.22 吨，平均含水率 42.9%。

组合 4 为长 3 下部三角洲砂体油藏。在盆地的西南部发现有油藏，为长 3 下部的三角洲与上部的沼泽相泥岩所构成，圈闭条件为西部湖相泥岩。三角洲砂体复合区分布面积 1500～2500 平方公里，初步控制单个砂岩分布面积 100 平方公里，砂层厚 30～40 米。代表性油藏如剖 6—悦 14 井区。这个井区油层厚度 13 米，平均孔隙度 13.42%，平均渗透率 1.29×10^{-3} 二次方微米，3 口井平均日产油 5.98 吨，不含水。

组合 5 为长 3 上部三角洲砂体油藏。由长 3 上部三角洲砂体与长 2 下部沼泽相泥岩构成。在塞 34 井油层厚 4.8 米，试油日产油 33.3 吨，含水 12.28%。据区域资料推断，长 3 三角洲分布面积有 1500～2500 平方公里，主体砂岩厚 30～40 米。它发育在长 4+5 浅湖及沼泽相泥岩之上，有较好的生储配置关系，只要有好的盖层及圈闭，可望获得较长 6 单井产量高而较长 2 面积储量大的较大油藏。

组合 6 为长 2 层分流河道砂岩油藏。因分流河道砂体广泛分布，长 1 层区域性分布的沼泽相泥岩作盖层，河间沼泽相泥岩为圈闭，油藏广泛出现。如已知的永坪、青化砭油田、吴旗、直罗、下寺湾油田等，这些油田或因单井产量低，或因含水量较高而经济价值较低。最近在安塞地区发现了高产无水油流，油层厚度 9 米，平均孔隙度 16.67%，平均渗透率 37.87×10^{-3} 二次方微米，平均单井日产油 27.06 吨，平均含水率 13%，但砂体分布局限。

以上六种组合均有勘探前景，由于第 2 组合即长 6 三角洲油藏，油层分布较稳定，勘探成功率高，单井产油量也相对较高，故应作为主要勘探对象，同时兼顾其它油藏（表 1-10-1）。

3. 安塞三角洲砂体油藏形成机理

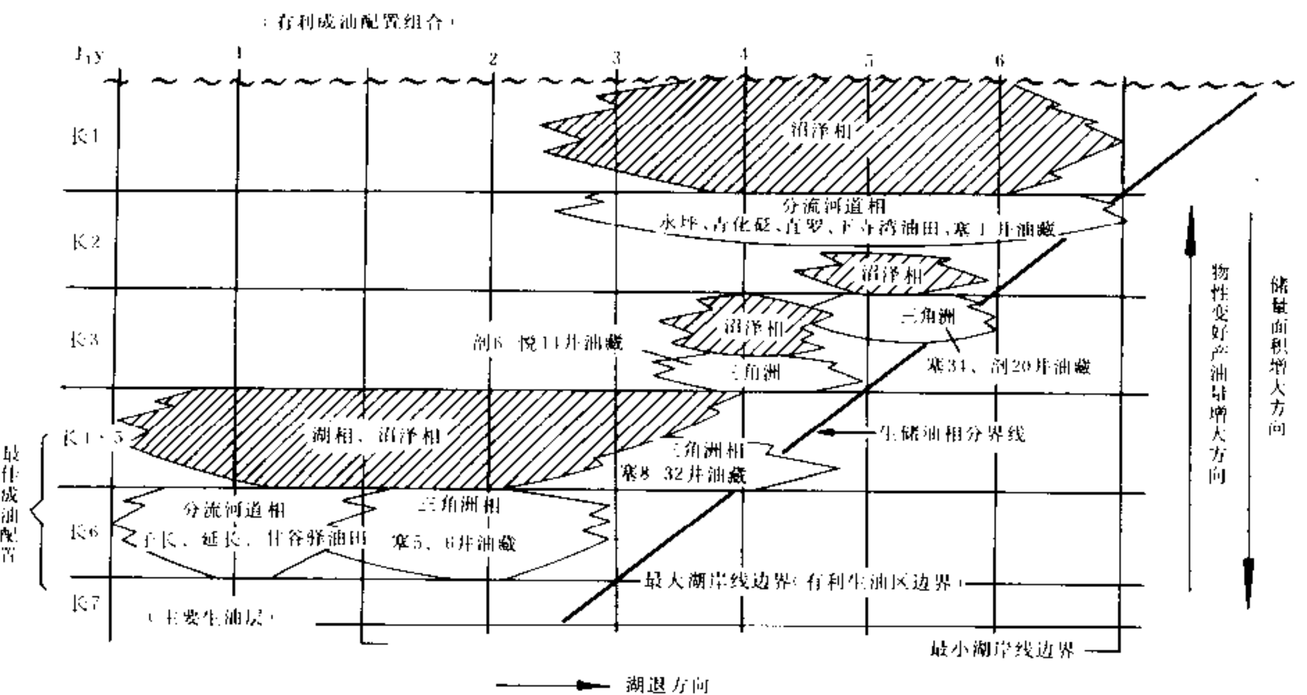


图1-10-35　鄂尔多斯盆地延长组有利与最佳成油模式

1～6为有利成油组合编号

表 1-10-1　延长组有利成油组合物性产油量对比表

组别	代表性地区	产层	油层厚度 (m)	平均孔隙度（%）	平均渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	平均单井产油量 (t／d)	平均含水率（%）	沉积相类型	油藏特点	说明
1	子长	长 6	3.9	11.3	1.19	4.33	47.8	分流河		
2	安塞	长 6	9.3	11.56	2.28	11.22	7.21	三角洲	面积大储量大同时具一定产量	
3	安塞	长 4+5	5.0	10.34	1.35	3.22	42.9	三角洲		塞 5 井区
4	剖 6—悦 14	长 3	13.0	13.42	1.29	5.98	0	三角洲		
5	塞 34	长 3	4.8	15.7	9.1	33.3	12.28	三角洲		
6	塞 1	长 2	9.0	16.67	37.87	27.06	13.0	分流河	产油量高，但面积小储量少	

（1）最佳成油组合是三角洲砂体油藏形成的决定性因素　如图 1−10−35 中所示，有 6 个成油组合，由第 1 组合到第 6 组合，油层物性变好，产油量提高，但含油面积及储量变小，由第 6 组合到第 1 组合，由于砂体分布变稳定，含油面积变大储量增多，又具有一定的产能。综合评估，认为长 6 三角洲油藏是最佳成油组合。

长 6 三角洲砂体油藏在纵向上有区内最好的生油层——长 7 深湖相泥岩，较好的储集层——长 6 三角洲前缘砂体和最好的盖层——长 4+5 湖沼相泥岩相匹配，构成完整的生储盖组合；横向上呈北东向带状分布的三角洲前缘砂体间配以湖相泥岩、三角洲前缘沙坝间湾泥岩或成岩致密带，在上倾方向形成区域性遮挡。这一切有利条件的配合，从而形成了安塞长 6 三角洲砂体油藏。

（2）三角洲的发育组合形式奠定了大面积、多油层的基础　安塞三角洲是从长 7 层开始发展起来的，但规模较小，往上到长 6^3 层情况与长 7 近似，但较长 7 层向湖心方向伸展远，在塞 6 井形成典型的反旋回序列。长 6^2～长 6^1 层的三角洲发育规模增大，是长 6 三角洲建设的高潮。主要表现在纵向上沉积厚度最大，横向上沉积面积最广。长 6^2～长 6^1 为一期三角洲的完整层序，厚约 70 米，砂体分布长约 80 公里，宽 20～30 公里，面积约 2000 平方公里，居其它三角洲之首。再往上长 4+5、长 3 层也有三角洲发育，但不及长 6 规模大。

使安塞三角洲发育组合形式，具叠覆与展开型双重特点（图 1−10−36）。在纵向上叠覆，形成了多油层如该区长 6、长 4+5、长 3 三角洲砂体油藏；在横向上展开，形成了大面积含油。

（3）三角洲前缘河口沙坝的主体部位——沙坝内带油气富集　长 6 期的安塞三角洲为盆地北部的大型三角洲之一，前已述及长 6^2～长 6^1 三角洲垂向厚度 70 米（泛称为长 6），砂体延伸长度 80 公里左右，宽 20～30 公里。何以能发育到如此大的规模？这主要是受三角洲进积的制约。三角洲在进积过程中，形成一个个河口沙坝，这些河口沙坝一个接一个由湖岸

向湖心延伸，最终形成一个带状砂体。安塞三角洲至少是由3个河口沙坝相接而成的（图1−10−37中之Ⅰ～Ⅲ）。因河口沙坝本身又可分为内带、外带、边缘三个部分。内带以砂岩为主（即所谓的清洁砂），是主要的储集区。边缘以泥岩为主，是主要的圈闭遮挡带。外带为砂、泥岩互层，可成为储集层，亦可成为圈闭遮挡带（在安塞油田为圈闭遮挡带）。

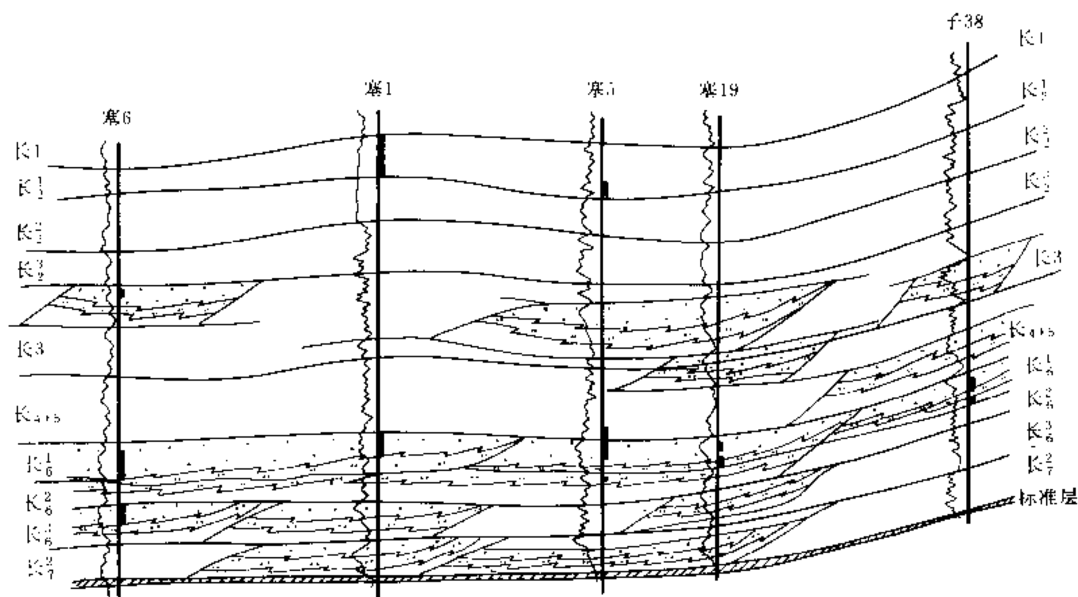


图1−10−36 安塞地区上三叠统延长组三角洲发育组合形式图

安塞三角洲前缘相带中的砂体内带，是河口沙坝的主体部分（层位相当于长6^1），砂层厚度25～35米，钻探效果较好。目前已探明的储量及正在详探的含油区块，均位于此带之内，如塞5井区、塞6井区（详见安塞油田部分）。沙坝连接处岩性物性含油性均变差，如Ⅰ、Ⅱ沙坝边缘处在塞77、78井区，Ⅱ、Ⅲ沙坝边缘处在塞1井区，含油均不好。

（4）成岩次生孔隙是改善油层物性，提高产油能力的重要因素❶ 安塞长6^1为三角洲河口沙坝内带砂体，次生孔隙发育。据统计浊沸石溶孔平均达5.15%，占面孔率的69%。这些砂体的渗透率也较大，达$2.42\times10^{-3}\sim4.46\times10^{-3}$二次方微米，平均3.36二次方微米。

浊沸石溶蚀孔隙量的变化，基本上决定了渗透率和试油产量的大小，如图1−10−38所示。对改善油层物性，提高产油能力起重要作用。

现已基本查明，长6^1浊沸石砂岩分布于志丹三角洲、安塞三角洲及延河三角洲。它的形成受砂岩成分、沉积物源的控制，盆地东北部的三角洲砂岩的斜长石含量约占50%，并含少量火山碎屑岩，为成岩期形成浊沸石提供了物质基础。三角洲前缘砂体在沉积期及埋藏早期均受湖盆水体的影响，有较高的pH值和偏还原环境，有利于浊沸石的形成。同样由于前缘砂体邻近生油区，最易受到早期泥质岩所排出酸性水的作用，因而浊沸石也最易溶蚀。而前缘砂体的内带，是前缘砂体的主体部位，砂比高达61.1～91.8%，原始物性相对较好，更利于酸性水的渗流交替和浊沸石的溶蚀。所以前缘砂体的前积段，即长6^1内带砂体，次生溶蚀孔发育最好。

❶朱国华，1985，陕北延长统浊沸石次生孔隙砂体的形成与油气的关系。

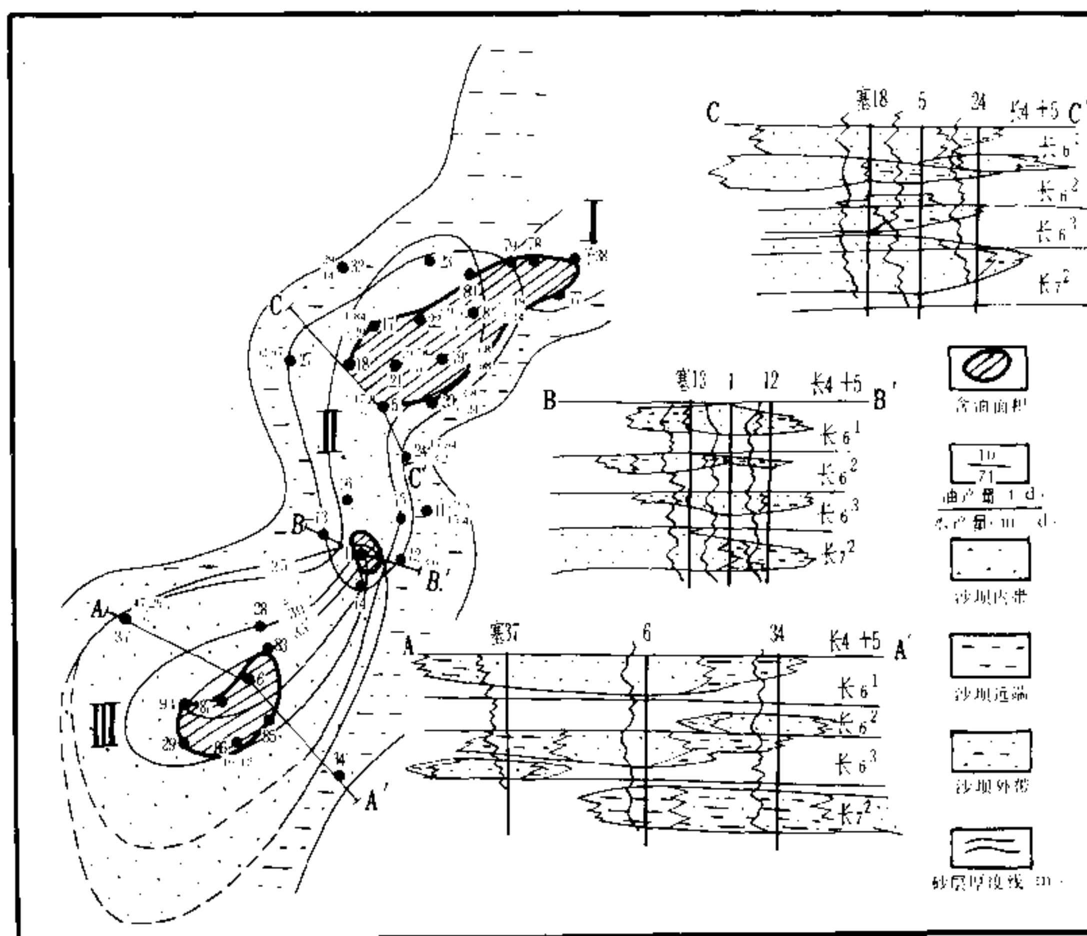


图 1-10-37　安塞油田长 6 油藏油气富集规律图

I～III为沙坝编号

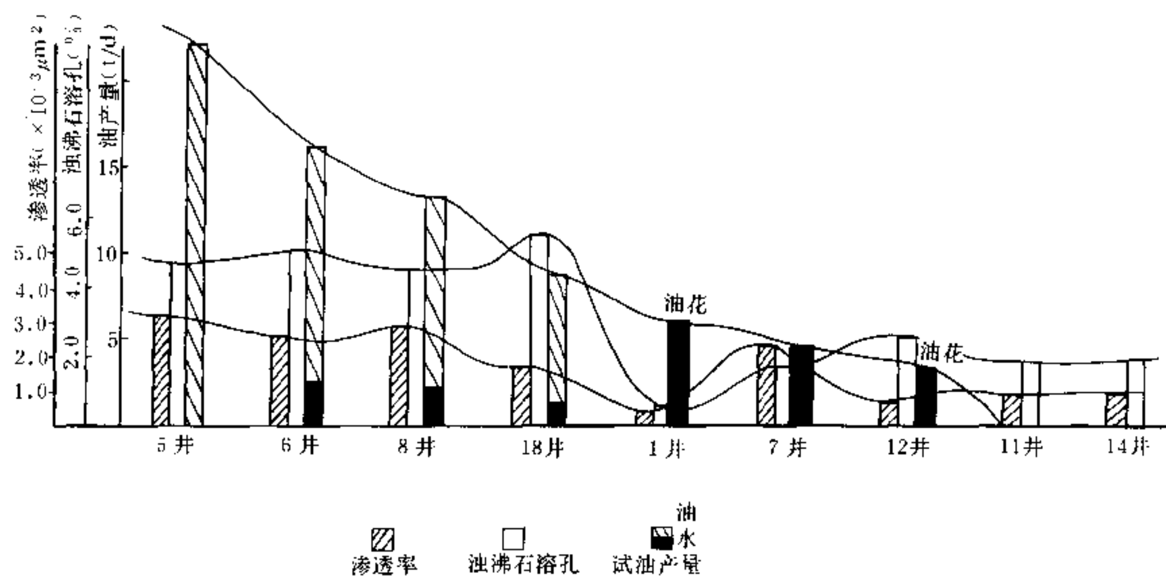


图 1-10-38　安塞油川长 6^1 油层渗透率、浊沸石溶孔与试油产量关系图

(5) 河口沙坝外带所形成的上倾遮挡成岩圈闭是形成油藏的重要条件 如前所述，沙坝内带是油气重要的富集区，外带及侧缘则主要起圈闭遮挡油气的作用。这一上倾遮挡带与内带砂体相平行展布，走向为北东—南西。长 6^1 主体砂层在此均已分支变薄，这一遮挡带的位置正处于油层上倾部位，其走向与西倾单斜的走向基本接近。遮挡带的形成期为晚三叠世，西倾单斜的主要形成时期为早白垩世，早于油气运聚期晚白垩世或早第三纪。

据成岩作用研究成果，表明此遮挡带又是一个成岩致密带。它由两种成因形成，其一，为压嵌再生长型成岩致密带，呈马蹄形围绕塞 5、8 井长 6^1 油气富集区（图 1-10-39）。它处于三角洲前缘砂体向三角洲平原分流河道过渡地段，水化学性质不利于自生绿泥石和浊沸石沉淀，而利于石英、长石再生长。由于孔隙中缺少浊沸石的支撑作用、有利于压溶作用的持续发展，最终导致压嵌再生长型致密带的形成。其二，为联结压嵌再生长型致密带，往南继续存在一个浊沸石胶结型成岩致密带，分布于塞 37、29、6 井油气富集区东侧，近南北走向。这种类型浊沸石溶蚀程度极差，溶孔小于 1%，基本上以胶结物的形式而存在。

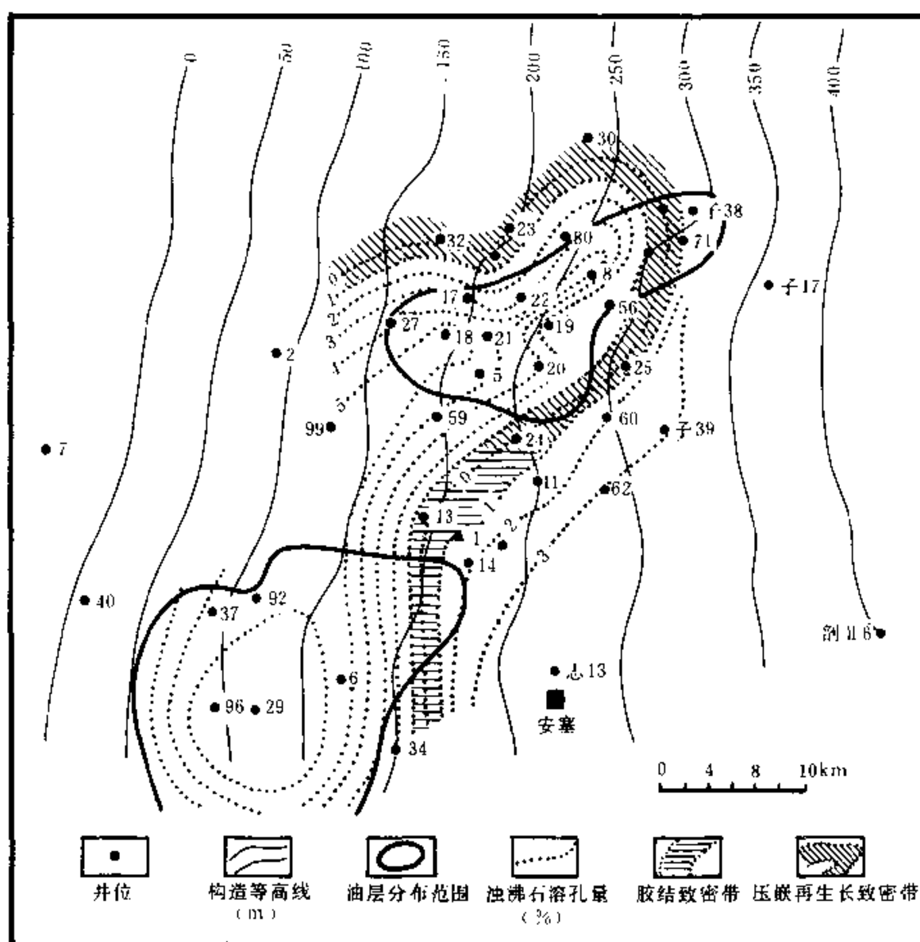


图 1-10-39 安塞油田长 6^1 浊沸石溶孔与油藏关系图

第十一章 油气田地质各论

鄂尔多斯盆地自1907年发现延长油田以来，到1988年底共发现油气田26个（图1-1-5）。其中油田23个，气田（藏）3个。在23个油田中已投入开发者17个、正进行开发建设者2个。按产层地质时代分，侏罗系中低渗透砂岩油田14个，投入开发者11个；三叠系特低渗透砂岩油田9个，已投入开发者6个；石炭—二叠系低渗透砂岩气田（藏）3个，均未进行开发。正进行开发建设的油田2个，其中侏罗系、三叠系各1个。另外还有众多的出油井点及试采井组。各油（气）田综合数据参见表1-11-1。

本章分侏罗系油田，三叠系油田和石炭—二叠系气田三个部分。按油田依次叙述，主要内容有油田概况、构造位置及圈闭类型、储集层、油藏类型及流体性质、开发简况等五个方面。

第一节 侏罗系油田

一、马岭油田

1.概况

马岭油田位于甘肃省庆阳县和环县境内（见图1-1-5）。从1970年开始钻探，1971年4月庆1井在侏罗系延10油组获得工业性油流。同年5月进行试采，1973年在中一区开辟了8平方公里的注水开发试验区，1976年以后各区块相继投入开发。到1988年底，共钻井890口。其中探井164口，开发井726口。取芯井355口，取芯进尺10012.8米，岩芯总长8661.8米，收获率86.5%。有油基钻井液和检查井密闭取芯8口，进尺323.6米，岩芯长302.7米，收获率93.5%，对岩芯进行了岩矿、铸体、荧光、物性、岩石化学分析及电镜扫描，压汞、润湿性、相渗透率、水驱油试验研究及矿场水驱油效率分析。

2.构造及圈闭

该油田位于鄂尔多斯盆地南部西倾大单斜的构造背景上，油田所在构造是由古地貌控制的一个平缓鼻状背斜带。该带西部倾伏于天环坳陷，向东翘起与城华斜坡带相接。从北西向南东有曲子、马岭、野狐沟、蔡家庙四个鼻状构造，呈北西走向（图1-11-1）。构造面积40～200平方公里，闭合面积3.0～18.8平方公里，闭合高度15～20米，地层倾角1°～2°。油层主要分布在构造的高部位和斜坡地带，上倾方向由岩性变化形成圈闭，油藏受构造和岩性的双重控制（表1-11-2）。

构造特征与储量分布关系说明：岩性变化是油气聚集的重要条件，但是，构造对油气聚集所起的作用仍是不可忽视的，它不仅为油气的运移提供了方向，而且控制着油藏分布和油田规模。

根据构造特征和沉积类型的差异，油田分为北、中、南及上里塬4个含油区，10个开发区块。

3.储集层

含油层系为下侏罗统延安组，是一套以河流—沼泽相为主的多旋回砂、泥岩间互夹煤层

序号	油田	区	发现时间	发现井号	含油层位	储集层特征 岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}μm^2$)	油层中部深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	温度 (℃)
1	马岭	北一	1971.2	岭 2	J_1y	中细粒砂岩	17.8	57.6	1550	14.55	51.3
		北二	1972.3	岭 41	J_1y	中细粒砂岩	16.9	48.1	1550	14.84	53.4
		中一	1971.4	庆 1	J_1y	中细石英砂岩	17.6	134.3	1440	14.34	50.0
		中二	1974.11	岭 118	J_1y	中细粒砂岩	15.9	110.6	1600	14.90	52.5
		中三	1971.12	岭 10	J_1y	中细石英砂岩	15.7	34.3	1400	14.45	48.1
		南一	1971.1	岭 5	J_1y、J_2z	中细粒砂岩	14.1	94.1	1460	13.53	43.0
		南二	1971.7	岭 8	J_1y	中细粒砂岩	16.2	42.2	1430	14.65	49.3
		南三	1973.1	岭 87	J_1y	含砾粗砂岩	15.5	11.8	1380		
		南试	1971.3	岭 7	J_1y、J_2z	含砾粗砂岩	14.5	3.7	1400	14.44	48.6
		上里塬	1973.9	里 3	J_1y	中细粒砂岩	15.7	76.6	1500	12.45	51.9
2	元城		1970.11	庆 16	J_1y	中细长石石英砂岩	17.3	203.0	1500	12.89	51.3
3	华池	华 49	1970.8	庆 3	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	16.6	154.0	1350	11.50	46.6
		悦 22	1974.12	华 92	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	16.3	153.7	1290	10.40	52.0
4	城壕	城壕	1972.6	城 7	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	15.6	66.3	1140	10.69	41.5
		玄马	1972	玄 1	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	16.1	91.5	1150	11.17	44.5
		城 55	1974.11	城 54	J_1y、J_2z	细—粗粒长石石英砂岩	16.8	254.1	1250	10.37	44.1
		城 63	1972.11	城 10	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	16.4	90.0	1210	10.80	42.0
5	吴旗	吴 68	1972.11	吴 67	J_1y	细中粒硬砂质长石石英砂岩	17.0	114.2	1210	9.50	42.4
		吴 88	1975.4	吴 88	J_1y	细中粒硬砂质长石石英砂岩	17.7	102.9	1200	9.43	41.2
		吴 133	1974.10	吴 66	J_1y	细中粒硬砂质长石石英砂岩	18.2	403.1	1270	9.75	42.0
		吴 135	1982.3	吴 120	J_1y	细中粒硬砂质长石石英砂岩	17.9	264.2	1270	9.66	41.6
6	李庄子		1960.8	李探 4	J_1y	中细粒长石石英砂岩	17.5	41.5	1160	10.05	53.5

油田综合数据表

地层原油性质			油气藏类型	开发简况				备注
饱和压力 (MPa)	原油粘度 mPa · S	原始油气比 (m^3/t)		开发时间	总井数 (口)	采油井 (口)	注水时间	
5.33	2.3	61.3	岩性 构造	1978.12	143	93	1979.4	
2.94	2.3	41.8	岩性—构造	1979.6	48	32	1979.9	
5.12	2.8	46.3	岩性—构造	1973.1	210	149	1973.11	
4.36	3.5	45.7	岩性—构造	1981.12	30	25	1982.3	
3.63	3.5	40.5	岩性—构造	1981.8	12	10	1982.12	
5.49	3.6	59.7	岩性—构造	1979.8	29	22	1980.5	
3.87	2.8	34.2	岩性—构造	1980.12	82	58	1981.5	
			岩性		3	3		试采
5.60	3.2	58.1	岩性	1979.1	95	78	1979.9	
2.60	3.9	31.4	构造—岩性块状底水	1987.2	25	25		
1.38	3.6	16.2	构造底水	1985.2	55	55		
1.44	4.4	17.1	构造底水	1983.1	38	38		
1.58 8.45	3.8 1.7	30.3 100	构造底水 构造底水	1984.2	28	20	1984.7	
2.50	4.3	23.3	岩性—构造	1973.8	19	15	1975.9	
2.67	2.4	38.1	构造—岩性	1981.4	14	14		
2.35	5.6	13.6	构造—岩性	1982.9	10	10		
4.21	2.3	53.9	构造—岩性	1982.11	13	13		
1.63	5.2	12.74	块状底水	1978.3	14	14		
1.45	4.5	19.2	块状底水	1988.1	9	9		
1.62	4.0	23.3	块状底水	1986.1	18	18		
3.12	4.2	29.7	块状底水	1987.1	14	14		
2.80	5.0	13.7	构造—岩性	1970.9	32	20	1972.1	

序号	油田	区	发现时间	发现井号	含油层位	储集层特征 岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}m\mu^2$)	油层中部深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油层温度 (℃)
7	红井子	王家场	1969.3	王1	J_1yJ_2z	细中粗粒硬砂质长石砂岩	19.0	213.3	1740	15.[illegible]7	65.0
		红八	1975.9	红13	J_1yJ_2z	细中粗粒硬砂质长石砂岩	19.0	151.6	1850	15.91	65.0
		红四	1974.8	盐21	J_1yJ_2z	细中粗粒硬砂质长石砂岩	17.0	222.6	2035	17.41	67.0
		盐23	1975.1	盐23	J_1y	细中粗粒硬砂质长石砂岩	17.0	137.6	1930	14.84	65.0
8	摆宴井		1973.1	大24	J_1y	细粒长石石英砂岩	14.0	26.7	2040	18.05	65.0
9	马坊		1968.7	盐9	$J_1y_1J_2z$	中粗粒长石石英砂岩	16.0	66.0	1850	16.30	65.0
10	大水坑	大东	1969.3	东1	$J_1y_1J_2z$	细粒长石砂岩	17.5	72.0	1590	13.71	54.8
		大中	1968	大2	$J_1y_1J_2z$	中粗粒长石—中粗粒石英砂岩	17.0	213.7	1680	14.51	56.0
		大西	1966.7	新于1	$J_1y_1J_2z$	中粗粒石英砂岩	16.0	183.2	1510	13.04	57.0
11	油房庄		1971.	定31	$J_1y_1T_3y_4$	细中粒到混粒长石质石英砂岩	16.4	98.0	1810	13.94	62.9
12	樊家川		1984.	樊1	J_1y	细—粗粒长石石英砂岩	16.6	53.7	1810	16.13	
13	南梁		1971.7	华29	J_1y	中粗粒长石质石英砂岩	17.5	103.7	1100	8.80	
14	东红庄		1970.3	盐16	J_1y	中细粒长石砂岩	16.5	72.9	1800	14.20	
15	安塞	谭家营	1983.7	塞1	T_3y^4	中细长石砂岩	17.6	19.2	600	5.20	30.3
		坪桥	1983.10	塞5	$T_3y_1^4T_3y^3$	细粒长石砂岩	11.0	0.97	1000	8.38	45.2
		王窑	1983.12	塞6	T_3y^3	细粒长石砂岩	13.5	1.53	1165	9.13	43.6
		候市	1985.10	塞37	T_3y^3	细粒长石砂岩	13.8	1.68	1218	9.67	45.4
		杏河	1986.5	塞121	T_3y^3	细粒长石砂岩	12.5	1.00	1405	9.80	49.6
16	子长		1979	子2	T_3y^3	细粒长石砂岩	11.2	1.65	780	6.58	
17	延长		1907	延探1	T_3Y^3	细粒长石砂岩	9.9	0.55	200	1.67	
18	甘谷驿		1960	唐1	T_3y^3	细粒长石砂岩	9.5	0.54	290	2.50	
19	青化砭	姚店	1957	姚4	T_3y^3	细粒长石砂岩	9.4	0.50			

续表

地层原油性质			油气藏类型	开发简况				备注
饱和压力 (MPa)	原油粘度 mPa·S	原始油气比 (m^3/t)		开发时间	总井数 (口)	采油井 (口)	注水时间	
1.81	3.6	15.7	构造—岩性	1978.5	39	27	1979.2	
1.07	4.9	15.8	岩性—构造	1978.5	37	23	1979.4	
2.03	2.9	23.5	岩性—构造	1978.5	42	26	1979.9	
3.74	2.2	32.5	岩性—构造	1978.11	5	5		
1.45	4.7	14.8	断块构造	1978.7	50	34	1979.11	
7.85	1.6	67.7						
4.10	2.3	45.0	岩性—构造	1978.6	122	75	1979.4	
2.93	6.5	11.4	断块构造	1973.7	23	17	1977.3	
1.4	4.7	7.9	断块构造	1973.2	18	16	1978.2	
0.44	5.3	2.3	断块构造	1976.3	4	4		
2.3	2.9	25.7	岩性—构造	1988.1	37	37		
3.70	2.2	35.5	构造—岩性	1988.12	9	9		滚动开发
1.33	4.8	21.2	构造—岩性					
			构造—岩性					
1.00	8.7	9.2	岩性	1985.7	8	8		
4.69	2.6	55.2	岩性	1986.12	8	8		试采
6.11	1.9	77.8	岩性	1988.12	20	19	1987.6	试采、试注
6.84	1.8	78.6	岩性					
6.83	2.4	77.2	岩性					
1.45	5.8	36.2	岩性	1984	224	224		
			岩性	1953	1086	1086		
			岩性	1975	728	728		
1.94	3.5	30.8	岩性					

序号	油田	区	发现时间	发现井号	含油层位	储集层特征					
						岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	油层中部深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油层温度 (℃)
		青化烷	1957	砭 1	T_3y^4	细粒长石砂岩	14.0	15.0	220	1.93	
20	永坪		1952	永 1	T_3y^4	细粒长石砂岩	13.0	6.5	150	1.25	
21	直罗		1972	红 6	T_3y^4	中细粒长石砂岩	17.1	7.3	790	7.15	
22	下寺湾		1970	洛 3	T_3y^4	中细粒长石砂岩	14.6	10.0	800		
23	马家滩		1960	马探 2	$T_3y^1T_3y^2$	细粒长石砂岩	14.0	28.9	810	6.9	39.0
24	刘家庄		1969.9	刘庆 1	P_1xP_1s	含砾粗砂岩	11.7	49.1	750		28.0
25	胜利井	胜利井	1980.1	任 4	P_1xP_1s	中、粗粒石英砂岩	12.8	2.4	2200	18.70	73.0
		胜利井北	1984.8	任 11	P_1x	粗粒长石砂岩	12.9	15.8	2550		79.0
26	镇川堡		1985	镇川 1	P_1xP_1s	岩屑石英砂岩	7.4	0.49	2100	19.97	

续表

地层原油性质			油气藏类型	开发简况				备注
饱和压力 (MPa)	原油粘度 mPa·S	原始油气比 (m^3/t)		开发时间	总井数 (口)	采油井 (口)	注水时间	
			岩性	1967				
			岩性	1954	141	141		
5.17	4.6	38.7	岩性	1974.12~1985.12			1976.7~1980.12	试采试注
			岩性					
4.35	8.7	17.3	断块构造	1971.1	67	55	1974.9	试注
			断块构造					
			断块构造					
			断块构造					
			岩性—构造					

表 1-11-2　马岭油田构造特征与储量分布关系表

项目＼构造名称	曲子	马岭	野狐沟	綦家庙
构造面积（km^2）	120	200	60	40
闭合面积（km^2）	17.0	18.8	8.0	3.0
占总含油面积（%）	21.3	59.5	10.4	8.8
占总构造面积（%）	28.6	47.6	14.3	9.5
占总储量（%）	27.3	58.9	10.7	3.1

沉积。地层厚约 300 米，划分为延 4+5、延 6、延 7、延 8、延 9、延 10 六个油组，43 个小层（见图 1-11-1），埋藏深度 1200～1650 米。其中主力油层延 9、延 10 的地质储量分别占总储量的 58.9%和 31.6%。

延 10 油组为河流相沉积，碎屑物填充沉积在古残丘限制的河谷内。由于河流物源不同，可明显地分为两种不同类型。中、北区为层状砂岩，单层厚 2～5 米，以中细粒砂岩为主，颗粒分选好。石英含量达 98%，长石、岩块仅占 2%，杂基含量小于 10%。成岩期机械压实作用相对较弱，粒间孔较发育。部分石英矿物被富含二氧化硅的酸性水溶蚀，石英次生加大普遍，使许多颗粒呈镶嵌接触，改变了原来的孔隙结构，导致一部分孔喉变小。造成分选变差，峰值不集中，残余的大孔喉起主要的渗流作用。油层平均孔隙度 17.6%，空气渗透率 51.4×10^{-3}～170.8×10^{-3} 二次方微米，压裂后抽吸，日产原油 15.3～44.0 吨。南区为长石质石英块状砂岩，颗粒粗，成分杂，分选差。石英含量 60～70%，长石、岩块含量 30～40%，其中柔性岩屑占 15～20%，杂基含量高达 16～48%。成岩期机械压实作用强烈，柔性组分变形后填塞 3 大部分原生孔隙。虽然颗粒粗大，但粒间孔不发育，孔喉细。主要孔隙为机械压实后残留的粒间孔和晶间孔构成的微细孔喉。油层物性差，平均孔隙度为 15.0%，空气渗透率为 3.7×10^{-3}～11.8×10^{-3} 二次方微米，并含有"隐蔽"的微裂缝。一般无自然产能，需要压裂改造才能出油。

延 9 油层为泛滥平原分流河道砂和点坝砂沉积。砂体在平面上呈条带状，以中细粒砂岩为主，底部有较粗的滞流沉积。油层厚 3.7～5.8 米，平均孔隙度为 16.0%，空气渗透率为 21.7×10^{-3}～123.9×10^{-3} 二次方微米。

延 8 以上油层多属零星分布的透镜状小砂体，油层厚 2.7～7.4 米，孔隙度 15.0～17.0%，空气渗透率 32.2×10^{-3}～111.5×10^{-3} 二次方微米。

由于构造平缓，孔喉细，物性差，油水分异程度低，含水饱和度高。油层原始含水饱和度为 34.5～47.2%，平均为 37.2%。纵向上油水间互，无统一的油水界面。油水同层占油层总数 21.8%，初始含水井占总产油井数的 47.8%，单井初始含水 4.0～36.5%，平均含水 9.5%，没有无水采油期。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　从图 1-11-1 的平面图看出，马岭油田为构造和岩性油藏，从储集层物性讲属低渗亲水、低饱和油藏。原始驱动类型以弹性溶解气驱为主。

图1-11-1　马岭油田综合图

1）油层有效孔隙度14.5～17.8%，平均16.1%，空气渗透率3.7×10^{-3}～134.3×10^{-3}二次方微米，平均73.8×10^{-3}二次方微米呈对数正态分布，变异系数0.69～0.81，属于非均质性强的低渗透油田。

2）岩芯吸入法测试，平均无因次吸水量15.5%，无因次吸油量0.85%。其中76%的岩芯吸水不吸油，23%的岩芯油水同吸，一般吸水量大于吸油量，属弱亲水—亲水油层。亲水程度主要受孔喉大小的控制，吸水量随渗透率增大而减少，即孔喉增大，亲水程度减弱。

相渗透率曲线亦属典型的亲水类型，表现为油相渗透率起点低，下降快，水相渗透率上升慢，终点值低。平均驱油效率51.3%。

3）饱和压力低，为2.60～5.60兆帕，平均为4.54兆帕。地饱压差9.94兆帕，原始油气比为34.2～64.3立方米／吨。

4）油藏主要受岩性控制。在166个油砂体中，受岩性控制的94个，其储量占总数的31.1%；受岩性—构造控制的64个，其储量占总数的54.8%；受构造控制的8个，其储量仅占总数的14.1%。

5）油层原始压力14.48兆帕，油层中部深度1400～1600米，压力系数0.83～1.03，所有区块和油层属同一压力系统。

油层原始平均温度50℃，比原油析蜡温度高30～40℃。注水导致油层内析蜡的可能性很小，可采用常温注水开发。

6）油层天然能量很小，中一区8平方公里开发试验区天然能量开采试验结果表明，每采出1%地质储量，地层压力下降7.65兆帕。预计地层压力下降到饱和压力时，只能采出地质储量的1.23%。

（2）流体性质　原油性质为低相对密度、低粘度、低含硫，凝固点和含蜡量较高的石蜡基原油。地层原油粘度2.3～3.9毫帕秒，体积系数1.1120～1.1820，压缩系数$9.1\sim10.1\times10^{-4}$1／兆帕。地面原油相对密度0.834～0.850，粘度4.5～7.8毫帕秒，含硫0.10～0.13，含蜡5.3～31.2%，凝固点14.0～20.0℃。

天然气相对密度1.1～1.318，甲烷含量31.2～55.0%。

地层水矿化度高（42000～105000毫克／升），水型Na_2SO_4、$NaHCO_3$、$CaCl_2$三种类型均有，水文垂直分带明显。

5.开发简况

根据自然能量小，压力产量下降快的特点，采用注水补充能量，保持压力的开发方式。1973年在中一区开辟了8平方公里注水开发试验区，采用600米井距，反九点，五点、不规则面积注水井网。注水获得成功后，中一区采用600米井距投入开发。由于井距太大，采油速度低，1978年进行了调整，井距由600米加密到425米。

在中一区实践的基础上，采用400米井距、压裂投产、早期注水、抽油开采方式。1979～1980年北一、北二、南试、南一区投入开发，1981～1982年南二、中二、中三区投入开发。采油井375口，注水井148口。为保持油田稳产，1983～1985年分别对北区和中一区进行了局部加密调整，分层注水和完善注采系统。采油井达到441口，注水井达到172口。1986～1988年新发现的上里塬区逐步投入开发，采油井增加到495口，注水井182口。同时对老区采取了深抽强排、封堵、隔采措施。到1988年底综合含水56.0%，预计水驱采收率28.0～32.0%。

二、元城油田

1.概况

元城油田位于甘肃省华池县的元城乡（图 1–1–5）。1970 年 10 月在庆 16 井延 10 油层获得日初产 21.4 吨的工业性油流，1982 年钻探井 5 口，1983 年钻详探井 7 口，同年钻开发井 25 口，至 1986 年 4 月共完钻各类井 66 口。对其中 58 口井解释了油层有效厚度，41 口井试油，产油井 35 口，油水同出井 3 口，产水井 3 口。取芯井 18 口，进尺 337.6 米、芯长 296.3 米，平均收获率 87.8%。对所取岩芯除系统进行了物性分析外，还对其中 4 口井的岩芯作了润湿性、油水相对渗透率曲线及水驱油效率试验，并对同部位岩芯作了岩矿薄片鉴定，粒度分析、铸体及压汞等试验研究。系统地分析了 16 口井的油、气、水样。其中地面原油分析 7 口井，高压物性分析 4 口井，地层水分析 3 口井，天然气组分分析 2 口井。1985 年采用自然能量开采方式正式投入开发。

2.构造

元城油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡的西部，构造背景为西倾大单斜。油藏圈闭为东西向鼻状构造上的背斜圈闭，其走向与鼻状构造一致。构造有两个高点，长短轴比例接近，为两个平缓的小穹窿。

构造东西长 5 公里，东高点南北宽 3.9 公里，闭合高度 20 米，闭合面积 5.8 平方公里；西高点南北宽 1.4 公里，闭合高度 10 米，闭合面积 1.9 平方公里。构造平缓，南北两翼倾角 0.7°～0.9°，东南翼 2°（图 1–11–2）。

3.储集层

含油层系为侏罗系延安组的延 10 油层，埋藏深度 1369～1649 米，为河流相沉积，厚度 48～119 米，以砂岩为主，其间夹薄层泥岩或泥质粉砂岩。根据岩性和电性特征，延 10 油层又分为 8 个小层，仅延 10^1～延 10^2 含油。延 10^1 在含油面积内均有分布，延 10^2 含油范围局限，仅分布于东区的中部，且多为油水层，延 10^{3-8} 均为水层。延 10^{1-8} 之间有 11 个泥岩或泥质粉砂岩夹层，1–4 号为薄夹层，在油层内部或底部，多为单井分布；5 号夹层处于水层中，厚 5～26 米，分布范围广，几乎遍布全区；6～11 号为薄夹层，处于下部水层中，是一个多期河流沉积叠加而成的块状底水油藏。

储集层为中—细粒长石质石英砂岩和长石硬砂质石英砂岩，石英含量 65～74%，长石含量 13～15%。粒径 0.2～0.5 毫米，次圆—次棱角状，分选较好。胶结物含量 8.5～13.0%，成分以水云母为主，高岭土次之。孔隙型胶结，石英次生加大普遍，偶见长石加大。油层粒间孔发育，孔喉较大，平均喉道半径 7.24 微米，中值半径 4.94 微米，分选系数 1.97～2.63。汞注入率高，平均 92.9%，但退汞效率低，仅 26.5%。油层物性较好，平均孔隙度 17.3%，空气渗透率 203×10^{-3} 二次方微米，垂直渗透率为水平渗透率的 52.0%，渗透率呈对数正态分布，变异系数 0.72，非均质系数 6.4。

由于砂层局部相变，油层厚度变化大。含油砂层厚 2.0～19.8 米，平均 9.9 米。含油饱和度 64.0%，水驱油效率 61.4%。油层润湿性和相渗透率曲线均属亲水类型。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型

1）延 10 油层为受构造控制的底水油藏，油水界面海拔–85 米。砂层厚 20～80 米，分布广泛，为油体的 100 倍以上。虽连续性稍差，但物性较好，砂层平均空气渗透率 209×10^{-3} 二次方微米，边底水活跃，单井日产水 22.3～65.0 立方米。

2）Ⅰ类油层与底水直接接触，为底水驱动，占 52.2%；Ⅱ类油层内有薄夹层，部分为

底水驱动，占 37.1%；Ⅲ类油层与底水之间有夹层相隔，受边水驱动，占 10.7%。边底水为主要的驱动能量。

3）油层原始地层压力 12.89 兆帕，压力系数 0.86。地饱压差 11.51 兆帕，为充分利用边底水能量提供了有利条件。

（2）流体性质

1）地面原油相对密度 0.839，粘度 4.29 毫帕秒，凝固点 13.0℃。地层原油粘度 3.55 毫帕秒，饱和压力 1.38 兆帕，溶解气量 16.2 立方米／吨，体积系数 1.075。

2）天然气甲烷含量 37.1%，丙烷 24.5%，丁烷 20.2%。

3）地层水型为 $NaHCO_3$，总矿化度 28000～51000 毫克／升。

5.开发简况

油田边底水能量充足，采用自然能量开发，抽油生产方式。

一套层系，不规则正方形井网，不同部位采用不同井网密度。东部油层有效厚度大于 12 米的地区，井距采用 320 米；边部平均有效厚度 8.1 米，井距为 350～450 米；西部平均有效厚度 5.7 米，平均井距 440 米。

根据油层的非均质特点和油水接触关系，采用不同的射开程度和生产压差。油层与底水直接接触的Ⅰ类油井，只射开油层顶部，射开程度控制在 25%以下，平均生产压差 2.25 兆帕；油层内有薄夹层的Ⅱ类油井，先射开夹层上部油层，与底水接触的油层段或油水层暂不射开，射开程度控制在 30%左右，平均生产压差 3.0 兆帕；油层与水层之间有夹层相隔的Ⅲ类油井，考虑到边水较近，仍然先射开油层上部，射开程度不低于 40%，平均生产压差 3.5 兆帕。

该油田于 1985 年 2 月开始投产，年底投产油井 39 口，平均生产压差 2.87 兆帕。到 1987 年 7 月共投产油井 55 口。1988 年生产压差 2.54 兆帕，地层压降 2.35 兆帕，每采出 1%地质储量平均压降 0.34 兆帕，天然水驱动指数 0.95，油田自然能量较充足，开发效果较好。

三、华池油田

1.概况

华池油田位于甘肃省华池县境内（图 1－1－5），主要含油区块有华 49 和悦 22 井区。

华 49 井区于 1970 年 4 月开始钻探，同年 8 月在庆 3 井的延 10 油层获得工业性油流；悦 22 井区于 1974 年 10 月开始钻探，同年 12 月在华 92 井的延 9 油层获得工业性油流。共完钻各类井 99 口，其中探井 35 口，取芯井 42 口，取芯进尺 2036.7 米，岩芯长 1783.5 米，收获率 87.6%。对油田地质特征和油藏类型，以及试采特点进行深入分析研究之后，采用 400 米正方形井网，一套层系进行开发。华 49 井区利用自然能量，悦 22 井区注水补充能量先后于 1983 年及 1984 年投入开发。

2.构造

华池油田位于盆地腹部陕北斜坡和天环坳陷之间的西倾平缓大单斜上。其圈闭由城华鼻褶群中的华 49 和悦 22 等构造组成（图 1－11－3）。

华 49 井区：为陕北斜坡带中的走向鼻褶。构造轴向为北北东向，长约 8 公里，宽 2～3 公里，隆起幅度 30 米左右。两翼平缓，倾角 1°～1.5°。有南北两个高点，北高点闭合度 10 米，面积 2.0 平方公里；南高点闭合度 7 米，面积 0.9 平方公里（图 1－11－3）。由于延 10 层渗透性砂岩在东邻向斜部位出现明显的顶部相变，因此渗透性砂岩顶面构造图圈闭的

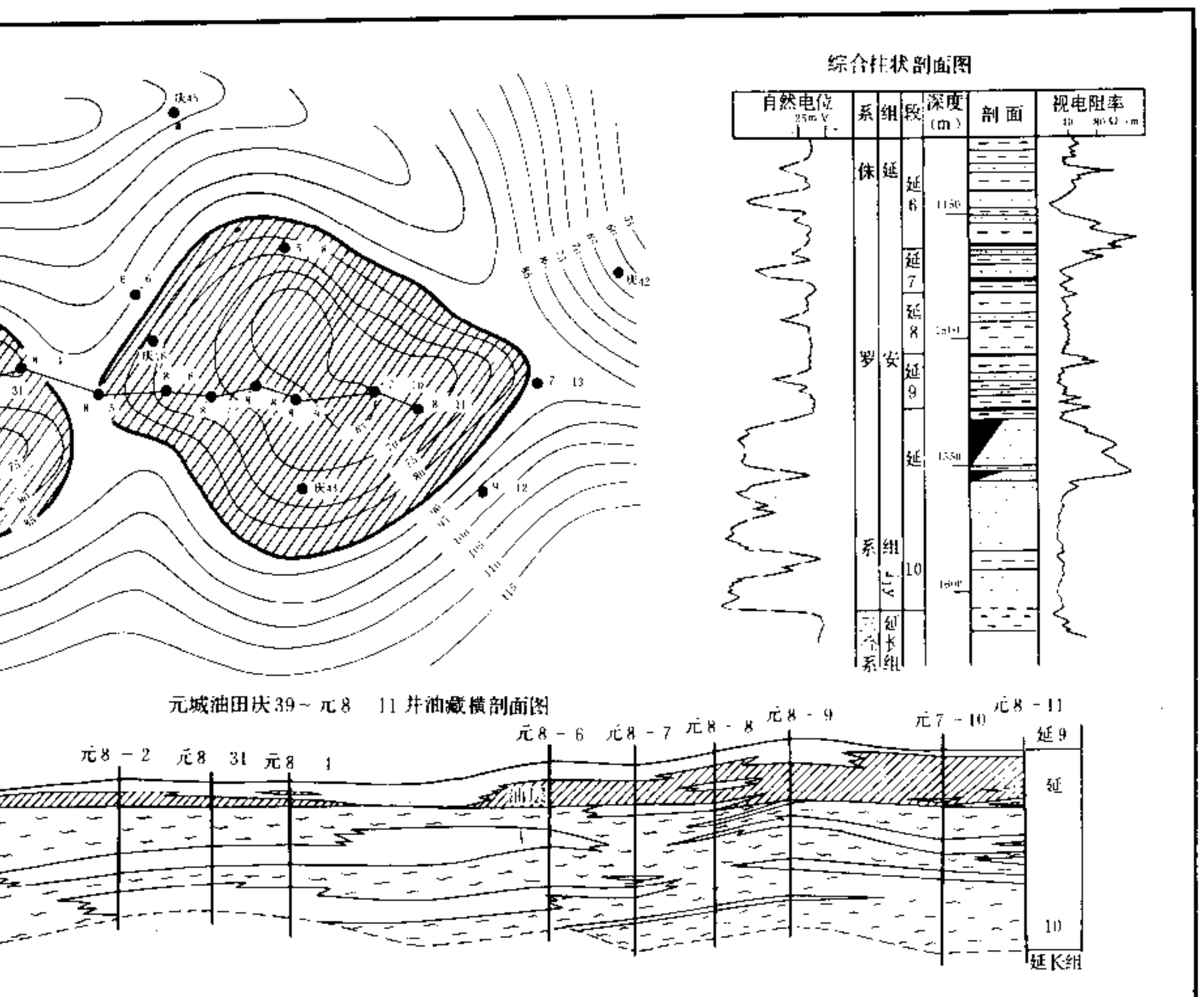


图 1-11-2 元城油田综合图

幅度北高点为 18.5 米，面积 4.4 平方公里；南高点 17.0 米，面积 3.5 平方公里。以南北两个高点为中心发现的两块含油富集区，正是在这种构造与岩性因素配合良好的地质背景下形成的。

悦 22 井区：为一向西倾伏的鼻褶，构造轴向为东西向，长约 6.0 公里，宽约 4.0 公里，降起幅度 30 米，闭合面积 2.0 平方公里。西部华 92 井区存在两个局部小高点，闭合面积 0.3 和 0.2 平方公里（图 1-11-3）。

3.储集层

华池油田的主要储油层为侏罗系延安组的延 8、延 9 及延 10 油层。

延 10 油层分布于华 49 井区，埋深 1500 米。为辫状河流沉积体系在强水动力作用下的快速堆积，经多期河流叠加而成的巨厚块状复合砂体，沿河道主体砂岩厚 80～110 米。砂层可分性差，按电性特征分为 5 个砂岩组，上部延 10^1 为油层，延 10^2 为油水层，油层平均厚度 7.6 米。部分油层内部、油层之间或油层与水层之间有泥岩夹层或致密砂岩夹层，一般 2～3 层，厚 1～4 米，分布范围小，延伸不远即尖灭。

岩性以灰白、灰褐色细—粗粒长石石英砂岩为主，底部多为砾状粗砂岩及砾岩。属上细下粗的正旋回，泥质孔隙型胶结，胶结物中高岭石和水云母含量 10%左右，局部含钙质，常见石英次生加大。

储集层以粒间孔隙为主，高岭石发育少量晶间孔隙，孔隙结构明显分为两类（表 1-11-3）。

油层物性较好，平均孔隙度 16.6%，空气渗透率 146.6×10^{-3} 二次方微米，垂直渗透率为水平渗透率的 66.0%。对数正态分布，变异系数 0.74，非均质系数 5.07。

表 1-11-3　华 49 区延 10 油层孔隙结构分类

项目 / 渗透率（μm^2）	平均喉道半径 (μm)	分选系数	排驱压力 (MPa)	汞注入率 (%)	退汞效率 (%)
34.7×10^{-3}	3.5	3.326	0.070	90	35.1
284.5×10^{-3}	13.4	4.108	0.017	82.7	26.6

延 8、延 9 油层埋藏深度为 1194～1407 米，油层平均厚度 6.8%。

延 8 为分流河道亚相与湖沼相沉积的长石石英砂岩，岩性下粗上细，由砾状粗砂岩到细砂岩。砂体呈层状条带分布，范围局限。主要含油层为延 8^3，延 8^1 零星分散，主要分布在悦 22 区的东南部。

延 9 为分流河道亚相沉积，长石质石英细—中粒砂岩，分布范围广，延 9^{1-3} 砂体多为相互粘连的连通体，其间夹粉细砂岩或泥质砂岩薄层。

油层储集空间属粒间孔隙型，孔喉分选较好。排驱压力低，平均 0.052 兆帕，汞注入率高，平均 95.1%。油层物性较好，平均孔隙度 14.6～17.1%，空气渗透率 7.4×10^{-3}～263.1×10^{-3} 二次方微米。油相渗透率与水相渗透率最高值相差较小，显示中性润湿的特征。

4.油藏驱动类型及流体性质。

（1）油藏驱动类型

1）延 10 油层原始地层压力 11.31 兆帕，压力系数 0.89，地饱压差 9.87 兆帕，为块状

底水驱动的低饱和油藏。试采分析，水体为油体的29.5倍，采出1%地质储量压降0.202兆帕，天然水驱指数0.9672，弹性驱动指数0.0328。

2）延9油层原始地层压力10.60兆帕，压力系数0.86，地饱压差8.67兆帕。属岩性、构造控制，局部有边底水驱动的低饱和油藏。

（2）流体性质

1）原油性质较好，中低粘度，中等相对密度、低含硫，凝固点、含蜡量较高（表1-11-4）。

表1-11-4 华池油田原油性质表

项目	层位	延8	延9	延10
地面	相对密度	0.8570	0.8469	0.8530
	粘度（mPa·s）	6.19	5.81	6.6
	含蜡（%）	/	12.34	12.3
	含硫（%）	/	0.24	0.24
	凝固点（℃）	15.3	14.6	11.4
地层	粘度（mPa·s）	3.8	1.7	4.4
	饱和压力（mPa）	1.58	8.45	1.44
	油气比（m^3/t）	30.3	100.3	17.1

2）天然气以甲烷为主（79.1%），并含有较多的氮气（7.8%）。

3）地层水型Na_2SO_4和$NaHCO_3$，总矿化度32700毫克/升。

5.开发简况

华49井区采用自然能量驱动，抽油生产方式。1983年投入开发，单井平均日产油5.8吨，含水12.9%。1984年采油井达37口。到1988年单井平均日产油仍然保持在5.0吨，含水26.7%，稳产6年，含水上升率仅1.40%，开发效果好。

悦22井区采用注水保持能量，抽油生产方式。采油井20口，注水井8口。1984年投入注水开发，1985年注水见效，单井平均日产油6.2吨。1988年提高排液量，单井平均日产油上升到8.0吨，注水开发效果好。

四、城壕油田

1.概况

城壕油田位于甘肃省华池县的城壕、玄马和悦乐乡（图1-1-5）。1971～1972年开始钻探，1972年在城7、玄1、城54及城10井先后获得工业性油流，相继发现了城壕、玄马、城55和城63四个含油区块。经过钻探和试采，1975年城壕区采用沿构造轴部点状面积注水方式投入开发，玄马、城55、城63采用自然能量驱动方式于1982年投入开发。共完钻各类井94口，其中探井49口，取芯井63口，取芯进尺1796.2米，岩芯长1588.6米，收获率88.4%。运用岩芯、电测及试采资料，对不同类型油田形成的机理、油层特征及开采特

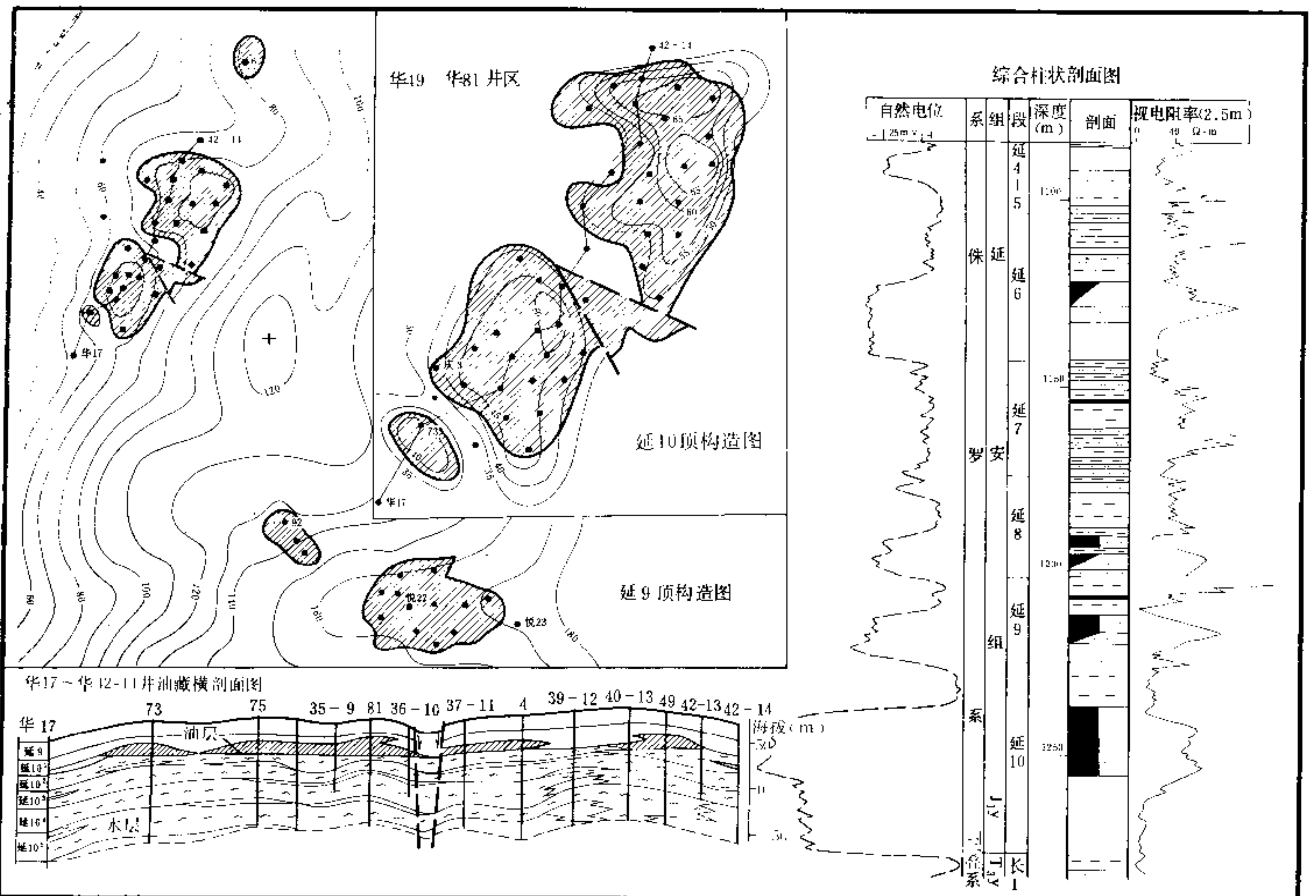


图1-11-3　华池油田综合图

点进行了较深入的研究。

2.构造

城壕油田地处鄂尔多斯盆地的腹部，位于陕北斜坡西倾大单斜上的城华鼻褶群中的玄马、城壕、城55及城63四个小型鼻褶上（图1-11-4）。其中城壕区为一轴向北北东延伸的走向鼻褶；玄马区为向西倾伏的走向鼻褶，轴向近于南北，与区域地层走向一致；城55和城63均为与区域地层走向斜交的北北西向和北西西向鼻褶（表1-11-5）。

表1-11-5 城壕油田构造要素表

区块	构造						备注
	长 (km)	宽 (km)	降起幅度 (m)	闭合度 (m)	闭合面积 (km^2)	倾角	
城壕	8	3～4	36	12	3.7		
玄马	7.5	3	37		0.5～2.4	1°	南高点2.4km^2 北高点0.5km^2
城55	10	6～7	32	17	11.6		
城63	9	7	22	16	7.1	1°	

3.储集层

城壕油田侏罗系延安组油层，属三角洲平原相分流河道沉积，埋藏深度1000～1343米。划分为延6^3、延7^{3+4}、延8^{1+2}、延9^1、延9^2共4个油组，5个油层，17个油砂体。砂体横向变化大，油层连续性差，呈小块、条带或透镜状零散分布，单砂层厚1.4～16.6米，平均有效厚度4.2～7.7米。

油层岩性为灰白色长石质石英细—中粒砂岩，粒径0.2～0.6毫米，分选中—好，次圆—次棱角状，孔隙或接触—孔隙型胶结，胶结物以粘土为主，次为高岭石，水云母，碳酸盐和硅质，含量9.3～23.0%。储集层孔隙结构较好，以粒间孔隙为主，少量晶间孔隙，平均孔径22.1～84.0微米，平均喉道半径4.3～11.8微米，分选系数1.74～2.9，汞注入率85.3～94.0%，退汞效率32.6%。但高渗透粗喉结构差，分选系数4.35，平均退汞效率仅26.0%。

油层物性较好，平均孔隙度15.6～16.8%，空气渗透率66.3×10^{-3}～254.1×10^{-3}二次方微米，原始含水饱和度35～39%，初始含水2.0～11.7%。油水相渗透率曲线和润湿性试验为弱亲水—亲水油藏，水驱油效率47.8～55.3%。

4.油藏驱动类型及流体性质

（1）油藏驱动类型

1）油层原始地层压力10.37～11.17兆帕，压力系数0.87～1.03，地饱压差6.59～8.50兆帕，所有区块和油层属同一压力系统。

2）城壕区油水分布受岩性、构造所控制，南北两翼相变为泥岩或泥质粉砂岩，东西两端局部有边水，以弹性驱动为主。玄马，城55和城63区油水分布主要受构造所控制，局部受岩性影响，具有一定的边底水能量，属弹性水压驱动油藏。

3）城壕区自然能量试采阶段，地层压力由10.69兆帕降为5.9兆帕，每采出1%地质储量地层压力下降4.52兆帕。其余三个区块利用自然能量开发时，采出1%地质储量，地层

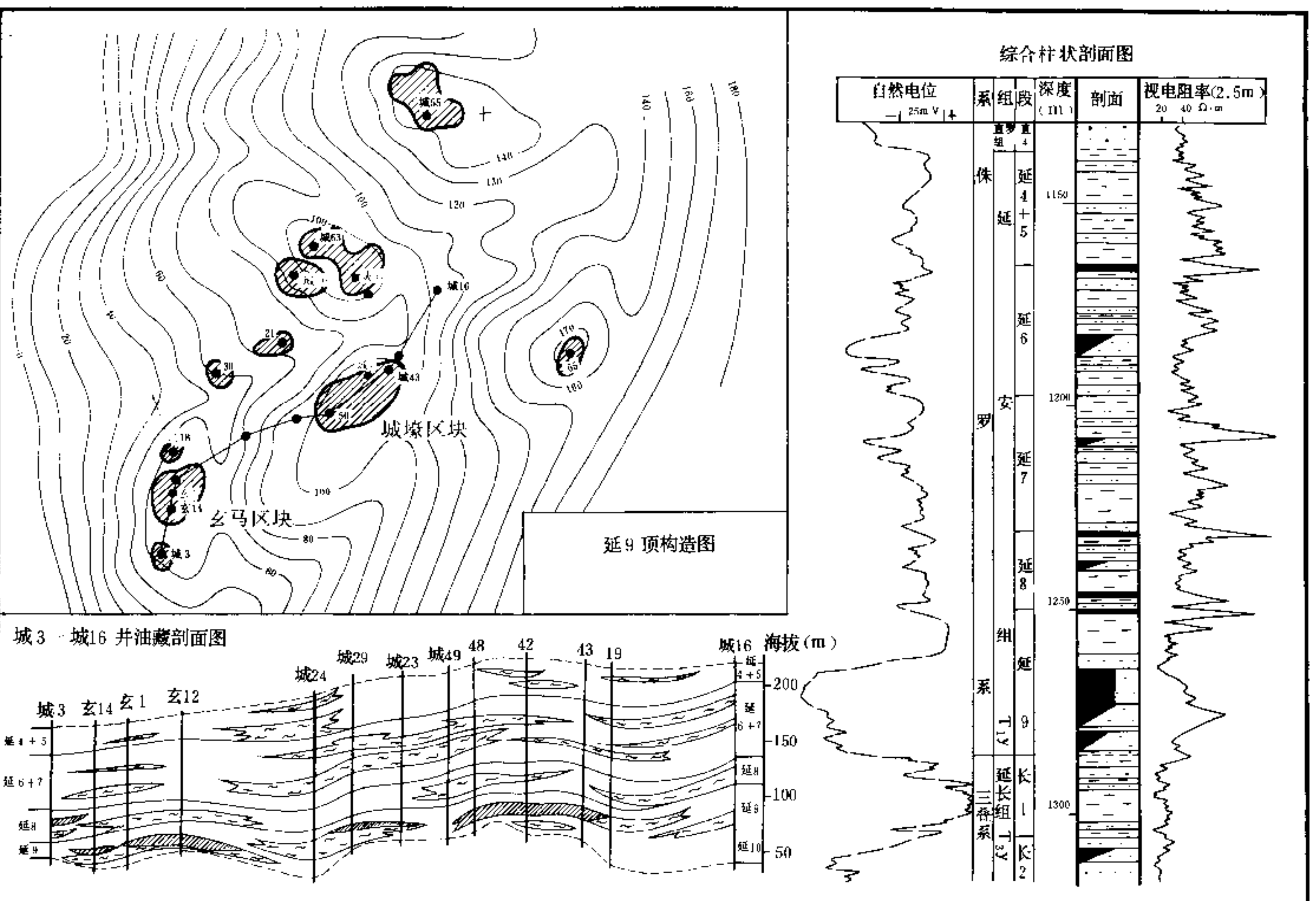


图1-11-4 城壕油田综合图

压力下降0.246～0.486兆帕（表1-11-6）。

表1-11-6　城壕油田驱动能量分析表

项目 / 区	水浸系数 (m^3/MPa·d)	弹性驱动指数	天然水驱指数	采出1%地储压降 (MPa)
城壕				4.520
玄马	5.60	0.062	0.938	0.340
城55	4.50	0.037	0.963	0.280
城63	3.25	0.066	0.934	0.320

(2) 流体性质

1) 中低粘度、相对密度低，含硫低，凝固点和含蜡量较高的轻质原油（表1-11-7）。

表1-11-7　城壕油田原油性质表

项目		城壕	玄马	城55	城63
地面	相对密度	0.8449	0.8500	0.8400	0.8483
	粘度（mPa·s）	5.62	5.28	5.68	5.85
	凝固点（℃）	7.5	11.9	12.0	11.5
	含蜡（%）	12.7	12.9		12.1
	含硫（%）	0.12	0.08	0.43	0.11
地下	粘度（mPa·s）	4.33	2.4	5.6	2.3
	饱和压力（mPa）	2.50	2.67	2.35	4.21
	油气比（m^3/t）	23.3	38.1	13.6	53.9

2) 天然气甲烷含量20.96～33.02%，相对密度1.2220～1.3363。

3) 地层水型多样，主要为Na_2SO_4、$NaHCO_3$、$CaCl_2$，总矿化度25100～78800毫克/升。

5.开发简况

城壕区采用正方形和三角形不规则混合井网，平均井距500米，沿构造轴部点状面积注水，东部利用边水能量。压裂投产、抽油强化开采。1972年11月投入开发，经历了自然能量、试注水、注水高产、稳产和递减五个阶段（表1-11-8），开发效果较好。

玄马、城55、63区采用自然能量开发，井距400～460米。分别于1981年4月～1982年11月投入开发，单井平均日产油4.8吨，含水9.8%。1988年采油井37口，单井平均日产油3.3吨，含水28.0%。

表 1-11-8 城壕区分阶段开发数据表

开发阶段	时间	采油井数 (口)	注水井数 (口)	综合含水 (%)	地层压力 (MPa)
自然能量	1972.11~1975.8	8		0.7~0.9	10.69~5.9
试注水	1975.9~1976.12	10~12	1	1.5	5.9~7.15
注水高产	1977.1~1981.5	12~14	3	10.0	7.15~11.04
稳产	1981.6~1983.11	14	3	27.9	
递减	1983.12~1988.12	15	4	45.0	

五、吴旗油田

1.概况

吴旗油田位于陕西省吴旗县境内（图 1-1-5），由吴 68、88、133、135 四个主要含油区块及单井出油点组成。1964 年开始钻探，在吴参井的侏罗系和三叠系发现油气显示。1971 年在吴 1 井的延安组获日产 12.1 吨工业性油流，1972~1982 年在吴 67、88、66、120 井先后获得日初产 12.0~41.3 吨的工业性油流，相继发现了吴 68、88、133 和 135 含油区块。

油田共完钻各类井 127 口，其中探井 79 口。有 94 口井取芯，取芯进尺 4045.3 米，岩芯长 3499.5 米，收获率 86.5%。经过长期试采分析及油藏类型和驱动能量评价之后，采用 400 米不规则正方形井网自然能量开发方式，于 1982~1988 年先后投入开发。

2.构造及圈闭

吴旗油田处于盆地的陕北斜坡西翼，区域构造背景为平缓西倾大单斜。由于沉积厚度的差异而形成一系列的差异压实低缓鼻状背斜（图 1-11-5）。上构造幅度小，闭合面积小（表 1-11-9）。构造上倾方向的岩性遮挡，形成油气圈闭。

表 1-11-9 吴旗油田构造要素表

区块	走向	长 (km)	宽 (km)	闭合度 (m)	闭合面积 (km^2)	倾角	备注
吴 68	东西向	1.5	0.6	4.3	1.0		
吴 133	北东—西南	4.0	1.0	8.0 10.0	1.0 0.3	1°18′~ 1°43′	东高点 西高点
吴 88	西倾	6.0	2.0	3.0	2.0	0.5°~1.0°	
吴 135	东北西南向转正西	4.5	2.0			<1.0°	

3.储集层

吴旗油田有两套储油层系，侏罗系延安组的延 7~延 10 和三叠系延长组的长 2 油层，

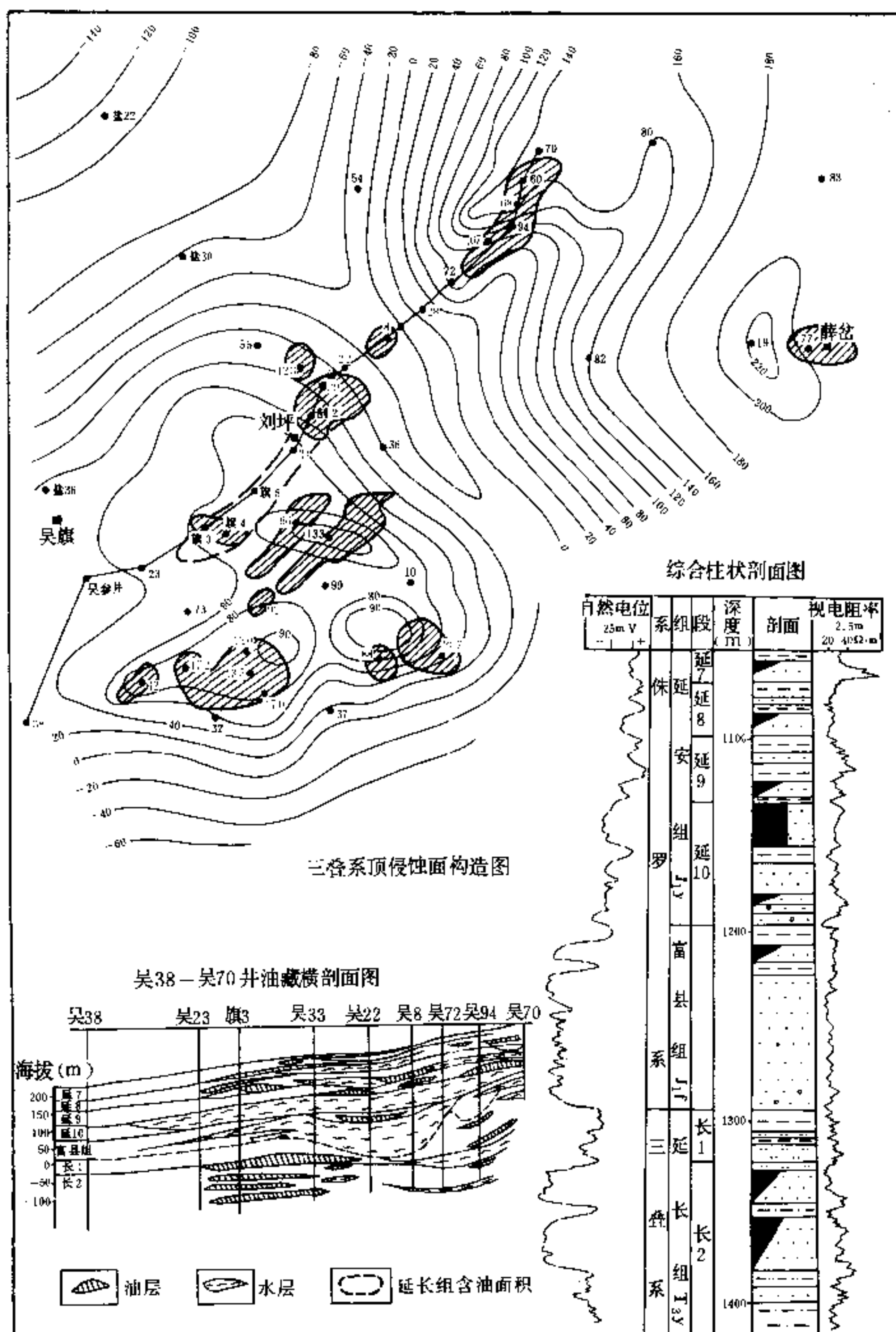


图 1-11-5 吴旗油田综合图

埋藏深度1200～1420米（图1-11-5）。

延10油层主要分布在吴88，133及135区，是继富县组之后沉积的一套砂、泥岩互层，多期河流沉积叠加的块状砂岩。其间夹薄层状泥质和砂质泥岩。砂体分布广泛，砂层厚10.0～68.4米，油层厚4.6～8.4米。储集层岩性为浅灰、灰白色细—中粒硬砂质长石石英砂岩，石英含量67.2%，长石20.7%。粒径0.2～0.5毫米，分选中—好，次棱角—次圆状。胶结类型以孔隙—接触式为主，胶结物含量7.1%，主要为粘土矿物。粒间孔发育，以不均匀大孔粗喉类为主，喉道半径0.7～7.65微米，分选系数2.56～3.65。油层物性较好，平均孔隙度18.3%，空气渗透率42.9×10^{-3}～464.2×10^{-3}二次方微米，变异系数0.69～0.79。油层亲水，平均水驱油效率46.1%。

延9油层主要分布在吴68区，吴88、133、135区仅有零星分布。属湖沼相点沙坝沉积，砂体分布局限，呈条带状或透镜状展布，砂层厚2.0～28.0米，油层厚9.4米。储集层岩性为中细粒和细粒硬砂质长石石英砂岩，石英含量64.2%，长石22.7%。分选中—好、次棱角—次圆状。孔隙—接触型泥质胶结为主，钙质次之，含量6.8%，常见石英次生加大。油层储集空间以粒间孔隙为主，喉道半径中值1.22～4.97微米，分选系数2.61～4.39、汞注入率90.7%，退汞效率29.2%。具有低渗孔喉分选好，高渗孔喉分选差的特点。油层物性较好，平均孔隙度17.4%，空气渗透率131.9×10^{-3}二次方微米，变异系数0.72，垂直渗透率为水平渗透率的57%。油层润湿性和油水相渗透率曲线属亲水型，平均驱油效率56.8%。

长2油层为平原河流沉积的深灰、灰色泥岩，粉砂质泥岩夹浅灰色细、粉细粒长石砂岩。石英含量42.3%，长石44.3%，粒径0.1～0.2毫米，分选好，次圆—次棱角状，孔隙

2）油层原始地层压力 9.55～10.41 兆帕，压力系数 0.94，地饱压差 8.30～9.12 兆帕，属同一压力系统。

3）油田采用自然能量投入开发后，边底水活跃，自然能量比较充足，采出 1%地质储量压降仅 0.21～0.32 兆帕（表 1-11-11）。

表 1-11-11　吴旗油田驱动能量分析表

区块	水浸系数 $(m^3/MPa \cdot d)$	弹性驱动指数	天然水驱指数	采 1%地储压降 (MPa)
吴 68	5.50	0.042	0.958	0.21
吴 133	13.00	0.052	0.948	0.32
吴 135	18.00	0.080	0.920	0.23

(2) 流体性质

1）原油性质较好，地面原油相对密度 0.8517，粘度 6.9 毫帕秒，凝固点 14.5℃，含蜡 9.3%，含硫 0.13%，沥青质 1.68%。地层原油相对密度 0.8081，粘度 5 毫帕秒，饱和压力 1.10 兆帕，原始油气比 16.4 立方米／吨。

2）天然气为含氮较高的湿气，甲烷含量 3.8～4.8%，乙烷 14.9～17.1%，丙烷 41.9～43.4%，相对密度 1.2920～1.4937。

3）地层水型以 $NaHCO_3$ 为主，局部为 Na_2SO_4 和 $MgCl_2$，总矿化度 10200～38800 毫克／升。

5.开发简况

除长 2 油层外，四个主要含油区块及零星分布的小油藏，先后在 1982～1988 年投入开发。投产油井 64 口，综合含水 21.8%。油井生产能力旺盛，含水稳定，自然能量比较充足，并且得到有效地利用。

六、李庄子油田

1.概况

李庄子油田位于宁夏回族自治区盐池县李庄子乡（图 1-1-5）。1958 年由地震普查发现构造，1960 年开始钻探，同年 8 月在李探 4 井的侏罗系延安组延 5 油层获得工业性油流。至 1970 年底，共完钻各类井 66 口，其中探井 38 口。取芯井 49 口，取芯进尺 3364.2 米，岩芯长 2221.5 米，收获率 66.0%，其中李检 19 井密闭取芯进尺 32.5 米，岩芯长 32.5 米，收获率 100%。经试油 42 口井获得工业性油流，1965 年开始试采，1968 年 9 月全面投入开发。

2.构造

李庄子油田处于鄂尔多斯盆地西缘冲断层带马家滩段的东侧，古峰庄背斜北端。油田构造为一北西—南东向的短轴背斜（图 1-11-6），长 5.5 公里，宽 2.25 公里，闭合高度 35 米，面积约 10 平方公里。西翼稍陡，东翼较缓，倾角 5°～7°。构造上有南北两个高点，东翼被平行轴向的高角度断层切割，断距 100 米。构造内部有三条斜断层，断距约 20 米。

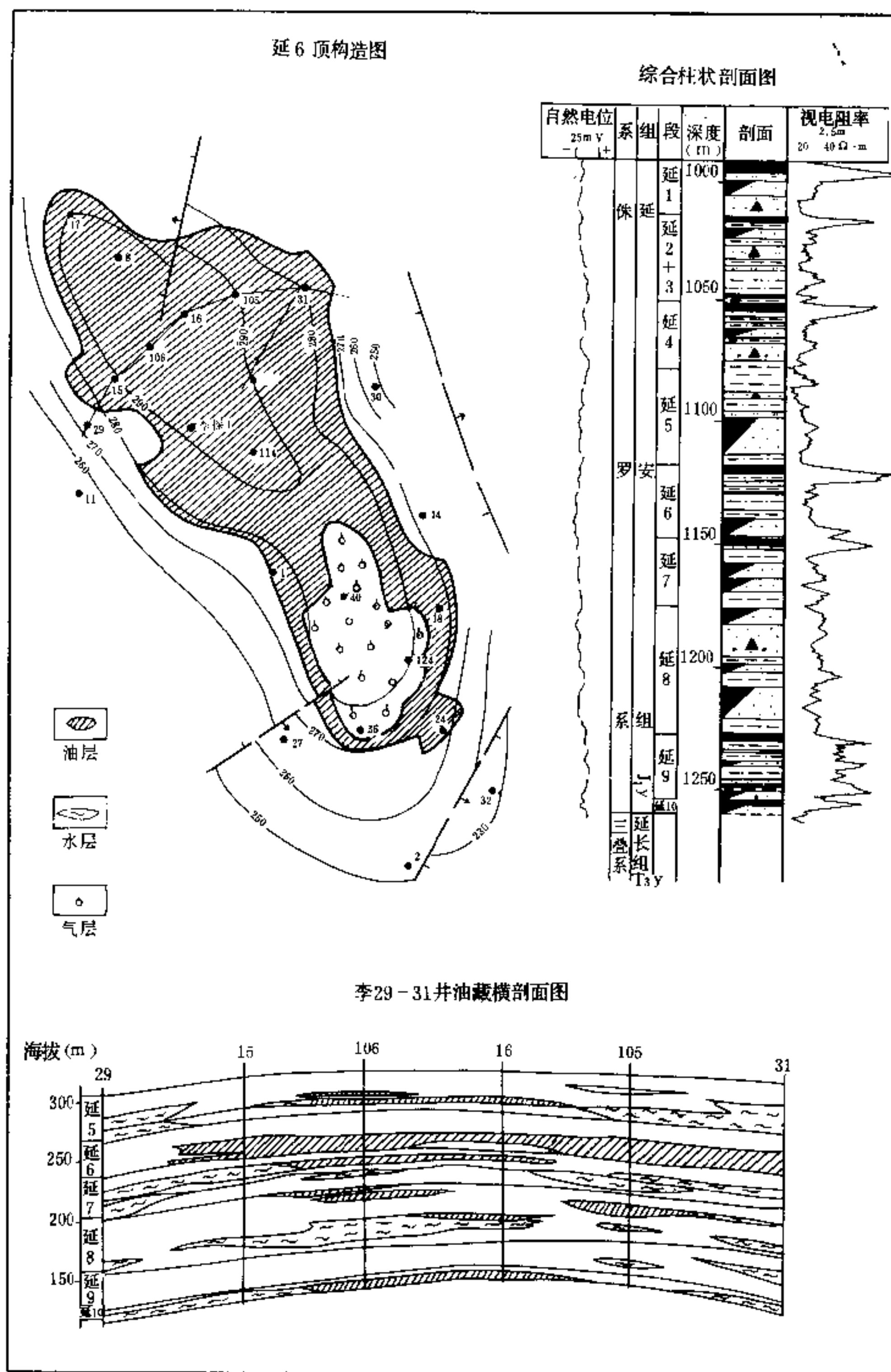


图 I-11-6　李庄子油田综合图

3.储集层

含油层系为侏罗系延安组，埋藏深度1100～1300米，为一套砂、泥岩间互夹煤层的河流沼泽相沉积，厚260～280米。划分为延5～延10六个油组，11个油层，共24个油砂体。各油组之间均有较稳定的隔层，油层平均厚度9.9米。

储油层为中细粒长石石英砂岩，分选中等，孔隙型胶结。胶结物以水云母和高岭石为主，含量5～20%，平均为18%。

油层孔隙结构较均匀，喉道半径1.5～3.6微米，平均2.6微米，分选较好，分选系数2.0左右。汞注入率高，81.5～91.4%，一般在90.0%以上。汞退出效率31.0～58%，一般45.0%以上。平均孔隙度16.0～19.0%，空气渗透率16.0×10^{-3}～66.6×10^{-3}二次方微米，平均41.5×10^{-3}二次方微米。以复合韵律为主，非均质性较强。

吸入法测试结果，岩芯无因次吸水量22.74%，无因次吸油量2.02%，属亲水油藏。油相渗透率起点高（0.864）、下降快，水相渗透率随含水饱和度的增加上升平缓，终点仅0.088。李检19井密闭取芯和室内水驱油试验，驱油效率分别为52.0%和56.8%。

4.油藏类型及流体性质

延5油层仅延5^2含油，砂层厚20.0米，平均有效厚度4.16米，孔隙度19.0%，空气渗透率66.6×10^{-3}二次方微米。地面原油相对密度0.911，粘度54.1毫帕秒，凝固点-17℃，含蜡9.8%，含硫5.5%。原始地层压力9.26兆帕，初始含水50%以上，一般70%左右。为高粘度，高含水的块状底水油藏。

延6油层延6^1有两个油砂体，其中一个有气顶，延6^2亦有气顶。油层平均有效厚度5.1米，孔隙度18.0%，空气渗透率47.7×10^{-3}二次方微米。地面原油相对密度0.858，粘度9.8毫帕秒，凝固点18.2℃，含蜡12.7%，含硫0.07%。地层原油粘度5.2毫帕秒，饱和压力4.72兆帕，原始油气比13.68立方米／吨。原始地层压力10.05兆帕，初始含水12.0%，为一局部有边水和气顶的构造—岩性油藏。

延7～延10油层组：共有8个油层20个油砂体，其中两个储气。平均厚度1.5～4.3米，孔隙度17.0～18.0%，空气渗透率16.0×10^{-3}～42.5×10^{-3}二次方微米。地面原油相对密度0.852～0.868，粘度8.5～15.4毫帕秒，凝固点11.1～18.8℃，含蜡11.9～12.6%，含硫0.06～0.08%。地层原油粘度3.7～5.8毫帕秒，饱和压力1.70～2.50兆帕，原始油气比12.2～13.7立方米／吨。原始地层压力10.53兆帕，油层温度52～55℃。初始含水22%，为局部边水或砂岩透镜体油藏。

5.开发简况

（1）自然能量开发阶段（1970年9月～1971年12月）　从1970年9月全面投入开发，到1971年底共投产油井40口。这一阶段的生产特点是依靠弹性能量驱动，产量、压力递减很快，含水上升。从1971年4月到12月，采油井由32口增加到38口，单井平均日产油从4.8吨降为3.0吨，平均月递减4.0%。含水由23.0%上升到45.0%，平均月上升2.4%。主力油层延6的地层压力由10.05兆帕降为6.35兆帕。

（2）不完善注水开发阶段（1972年1月～1974年12月）　为补充油层能量，于1971年12月在113井延8层试注成功后，1972年3月35井延6层转注，至1973年9月注水井增加到4口。注采比0.7。注水4个月开始见效，局部地区油层压力略有回升。因注采井网和层位不完善，注水强度低，油井产量继续下降。单井日产油从3.0吨降为1.6吨，平均年递减15.5%。综合含水由45%上升到50%。

(3) 注水开发稳产阶段（1975 年 1 月～1978 年 7 月） 通过对分层开采状况的解剖，油层压力和产量递减的主要原因是开发层系、注采系统不适应油层特点，层间差异大，井距太小，井间和层间干扰严重，不能有效地发挥油层能量。1975 年初对油田开发层系和注采系统进行了全面调整，利用现有油井划分为延 5、延 6 和延 7～10 三套开发层系，井距由 200～250 米增大到 350 米。注水井由 4 口增至 9 口。地层压力迅速恢复，主力油层恢复到原始压力。单井平均日产油从 1.6 吨上升到 4.7 吨。1976 年油井开始多向受效，地层能量充沛。

(4) 产量递减阶段（1978 年 8 月～1988 年 12 月） 1978 年 8 月稳产结束时，含水已达 70%，依靠提高排液量稳产的潜力已经很小，这一阶段主要是以平面、层间调整为中心，改善注水开发效果。1978 年 8 月～1980 年含水比较稳定，由 70%上升到 73.5%，平均含水上升率 0.97%。

1981 年含水开始上升，产量继续下降。到 1985 年 12 月，含水由 73.5%上升到 86.2%。1986～1988 年产油量持续下降，含水由 86.2%上升到 91.8%，平均年上升率仍然高达 3.39%。

七、红井子油田

1.概况

红井子油田位于宁夏回族自治区盐池县大水坑（图 1-1-5）。1966 年经地震普查发现王家场构造，1967 年开始钻探，1969 年 3 月在王 1 井侏罗系延安组获得工业性油流。随着钻探范围的扩大，1974～1975 年先后在盐 21 井、盐 23 井和红 13 井获得工业性油流，发现红四、红八和盐 23 井区等含油区块。开发井网为不规则的三角形和正方形，井距 500～600 米。王家场构造顶部采用两套开发层系，边部和其它区块均为一套层系。1978 年投入开发，1979 年开始注水，1982 年为完善注采系统实现稳产，进行了局部加密调整。共钻各类井 185 口，其中探井 51 口。取芯井 164 口，取芯进尺 3488.1 米，岩芯长 2994.3 米，收获率 85.8%。除进行了系统的化验分析外，还开展了密闭钻井取芯，钻检查井 1 口，进尺 47.9 米，取芯 30.9 米，检查油层水洗程度和水驱油效率，以及室内相应的试验研究工作。

2.构造

红井子油田处于鄂尔多斯盆地天环坳陷北端的西倾单斜上，由向西南倾伏的王家场、红四及盐 23 三个小型鼻褶组成（图 1-11-7）。面积最小者 4 平方公里，最大者 50 平方公里，闭合面积最小者仅 0.5 平方公里，最大者 12.0 平方公里，闭合高度 5～25 米。构造平缓，倾角仅 0.5°～1°。构造与岩性的配合，使油气富集在顶部及西南斜坡带上的岩性—构造圈闭中，形成王家场（王家场构造顶部）、红八（王家场构造的西南斜坡带）、红四及盐 23 含油区（图 1-11-7）。

3.储集层

含油层系为侏罗系直罗组和延安组。

直罗组为一套厚约 250 米，埋深 1500～1750 米的砂、泥岩河流相沉积。砂岩下部呈块状，上部变薄，自上而下，由粗变细。划分为直 2、直 3、直 4 三个油组，13 个小层、25 个油砂体。

延安组厚约 300 米，埋深 1750～2200 米，为一套砂岩、泥岩夹煤层组成的多期河道砂下粗上细的正旋回沉积。自下而上划分为延 2～延 10 共 9 个油组，27 个油层，79 个油砂体（图 1-11-7）。

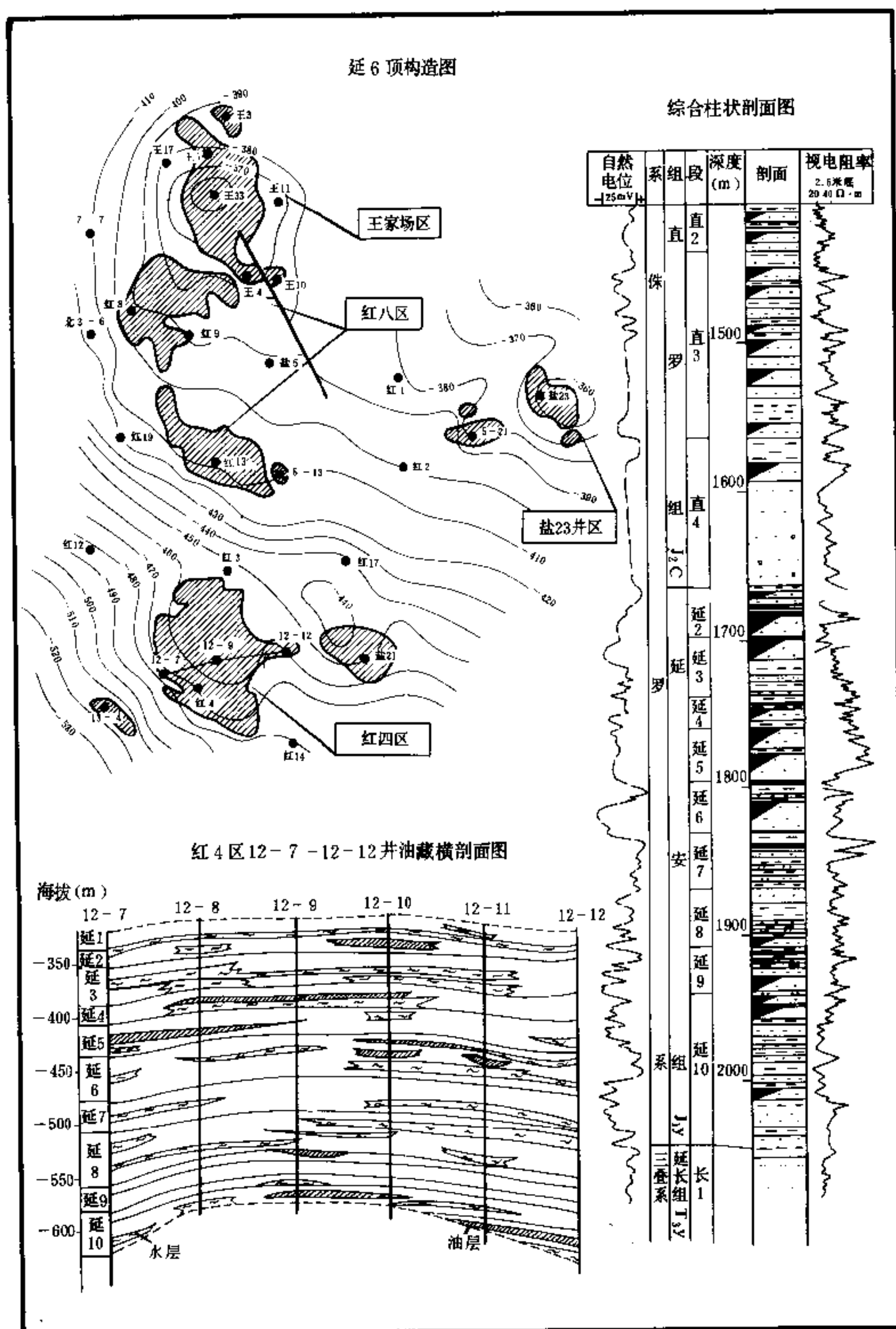


图1-11-7 红井子油田综合图

油层岩性为细、中、粗粒硬砂质长石砂岩，长石含量37.5～50.0%，石英含量24.0～31.0%。接触孔隙型胶结，胶结物为高岭石，水云母及碳酸盐，含量2.0～7.0%。最大喉道半径7.5～44.1微米，平均喉道半径1.6～14.6微米，分选差、分选系数2.48～5.07，油层平均厚度5.7～10.8米，孔隙度17.0～19.0%，空气渗透率93.3×10^{-3}～194.6×10^{-3}二次方微米，变异系数0.80～0.83。油水相渗透率曲线及润湿性试验为弱亲水—亲水性油藏，水驱油效率44.1～53.2%，平均48.0%。

构造平缓、岩性多变的地质条件，使油水在剖面上和平面上的分异差，原始含水饱和度39.3～41.4%，油水层占总油层的38.9～59.8%。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　由于构造、岩性双重控制因素，形成了岩性封闭、边水、边底水及底水油帽等多种类型的低饱和油藏。油层原始地层压力14.61～17.60兆帕，压力系数0.84～0.86，属同一压力系统。

（2）流体性质　原油性质：地面原油相对密度0.842～0.856，粘度3.9～13.6毫帕秒、凝固点14.0～28.0℃，含蜡13.0～19.1%，含硫0.02～0.1%。地层原油粘度2.4～4.9毫帕秒，饱和压力0.66～3.76兆帕，原始油气比3.2～37.2立方米／吨。

天然气甲烷含量31.1～73.0%，氮气含量13.5～14.0%。

地层水型多样，主要为$NaHCO_3$，Na_2SO_4和$CaCl_2$型，矿化度10000～80000毫克／升。

5.开发简况

（1）自然能量开发阶段（1978年5月～1979年3月）　井口产油从11吨下降到7.4吨、含水由28%上升到43%。

（2）注水开发稳产阶段（1979年4月～1981年12月）　1979年3月开始注水，很快见到注水效果。日产油从见效前的432吨上升到578吨，含水由43%降为36～37%，到1981年底含水42.8%，井均日产油稳定在8.0吨以上。

（3）调整稳产阶段（1982年1月～1984年6月）　1981年下半年含水开始大幅度上升，为了稳产，1982年局部加密少数油井，同时调整和完善了注采系统，采油井增加到78口。虽然含水由42.8%上升到50.4%，由于产液量增加，产油量也增加了。1983年含水上升到58.9%，年产油仍然高于1981年。

（4）递减阶段（1984年7月～1988年12月）　1984年6月以后，含水连续上升、产量持续下降。年平均含水由60.8%上升到75.8%，产油量平均年递减8.28%。

八、摆宴井油田

1.概况

摆宴井油田位于宁夏回族自治区盐池县惠安堡乡（图1-1-5）。1971年经地震勘探发现一个局部隆起，1972年开始钻探，1973年1月在大24井侏罗系延安组的延6和延10油层获工业性油流，至1980年10月共完钻各类井68口。其中探井29口、取芯井56口、取芯进尺1094.1米，岩芯长851.1米，收获率77.8%。试油36口，产油井29口。1978年7月开始试采，1979年11月全面投入注水开发。

2.构造

摆宴井油田位于盆地西缘冲断层带，马家滩段的南延部分，是一个大逆冲断层下的潜伏构造，为次一级断层所复杂化的三个背斜组成（图1-11-8）。由北而南依次为摆10、摆9、

摆1背斜，呈北西—南东向展布。构造南北长14.0公里，东西宽1.5～3.5公里。三个背斜分别被近于南北向的逆断层和东西向的平移断层分割成13个断块，其中7个断块含油。

摆10为一长轴背斜，隆起幅度160米，被南北及东西向两组逆断层分割成5个断块(摆10、12、19、5、15)。油气主要富集于摆10、摆12，其次为摆19断块。

摆9背斜，闭合高度160米，面积约8.5平方公里，被东西及南北向逆断层切割成5个断块（摆8、9、13、22、23)。其中摆9、13断块位于构造轴部，油气富集，东翼摆8断块稍差。

摆1为短轴背斜，南北长4公里，东西宽2公里。构造面积8平方公里，闭合高度80米，闭合面积约5平方公里。

3.储集层

含油层系为侏罗系延安组油层，埋藏深度1800～2300米，属河流沼泽相沉积砂、泥岩间互的煤系地层。可划分为延2、延3、延5、延6、延7、延8、延9、延10等八个油组25个油层，共48个油砂体。

储油层为长石石英细粒砂岩，岩性较细，物性较差。平均孔隙度14.0%，空气渗透率4.6×10^{-3}～42.2×10^{-3}二次方微米，平均26.7×10^{-3}二次方微米，变异系数0.72，油水相渗透率曲线属亲水类型。原始含油饱和度55～63%。

油层孔隙结构较好，属于孔隙个体较大、喉道偏细的均匀型结构。平均孔径11.4～51.6微米，主峰喉道半径1.25～12.5微米，分选好。油层微细裂缝和裂隙发育，摆1井延6油层垂直裂隙长达35厘米，摆10井延9^2油层x型裂隙使岩芯破碎成小块。压裂改造效果好，压裂后增产2～10倍。

油层多，砂体小，大多呈“土豆”状或条带状展布，加之后期断层切割，砂体分布更加复杂化（表1−11−12)。

表1−11−12　摆宴井油田砂体分类表

项目 / 控制井数	油砂体		地质储量	
	个数	占油砂体总数 (%)	油砂体面积 (km^2)	占总地质储量 (%)
1口井	24	56.00	<0.2	19.37
2～3口井	15	31.25	0.2～0.5	26.68
3口井以上	9	18.75	>0.5	53.95

油气富集程度受断块相对位置高低的控制。高断块油层多，厚度大，充满程度高，低断块富集程度差（表1−11−13)。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型

1) 油气的富集受构造和岩性所控制。在48个油砂体中，构造油藏7个，占14.6%，岩性—构造油藏37个，占77.1%；岩性油藏4个，占8.3%。

2) 油水分布主要受构造控制，构造幅度大，油水分异较好，油层多集中在构造顶部，

原始油水界面海拔高度为-335～-564米。边水受断层分割，且不活跃。北部摆10断块饱和压力高，含气量大，以溶解气驱动为主。南部摆1和摆9断块，饱和压力低，含气量小，为弱弹性水压驱动。

3）油层原始地层压力16.6～19.5兆帕，压力系数0.7～0.9。油层温度54～74℃。弹性开采阶段，每采出1%地质储量，地层压力下降2.12兆帕。当地层压力降至饱和压力时，只能采出地质储量的7.07%。

（2）流体性质

1）原油性质：摆10断块，地层原油相对密度0.735，地层原油粘度1.62毫帕秒，饱和压力7.85兆帕，原始油气比67.7立方米／吨，属中高饱和油藏。摆1、9、13断块，地层原油相对密度0.781，粘度2.56～4.7毫帕秒，饱和压力1.45～3.29兆帕，原始油气比16.5～30.2立方米／吨，为低饱和油藏。

表1-11-13　油气富集程度统计表

断块	钻遇井数（口）	油层数（层）	平均厚度（m）	断块面积（km^2）	充满程度（%）	占总储量（%）
摆10	7	13	24.4	1.5	72.7	25.2
摆9	8	13	13.8	2.7	52.5	24.0
摆13	4	3	12.0	1.1	71.8	11.3
摆1	12	6	7.2	8.0	32.9	22.0
摆12	3	8	20.1	2.1	27.6	13.1
摆8	2	2	5.7	1.8	13.9	3.5
摆19	1	3	10.0	1.2	8.3	0.9

地面原油相对密度0.8412～0.8537，粘度4.4～9.3毫帕秒，含硫0.02～0.4%，含蜡16.39～20.59%，凝固点21～26℃，初馏点68～131℃。

2）天然气性质，摆10断块甲烷含量81.4～86.6%，为干气。摆1、9、13断块甲烷含量30.3～59.4%。均为湿气。相对密度0.9311～1.854。

3）地层水型为Na_2SO_4和$NaHCO_3$，总矿化度13348～15481毫克／升，pH值7.5～8.2。

5.开发简况

（1）自然能量开发阶段（1978年7月～1979年10月）　投产油井2～27口，地层压力、动液面、油井产量下降很快，含水上升。

（2）注水开发高产阶段（1979年11月～1981年9月）　采油井29口，注水井14口。地层压力保持在15.32兆帕，含水稳定在12.0%，单井平均日产油8～9吨。

（3）注水开发稳产阶段（1981年10月～1985年12月）　1981年10月以后含水开始上升，油井产量下降，到1985年12月，含水上升为28.7%，单井平均日产油降为7吨。

（4）递减阶段（1986年1月～1988年12月）　1986年进入中含水期后，虽然进行了

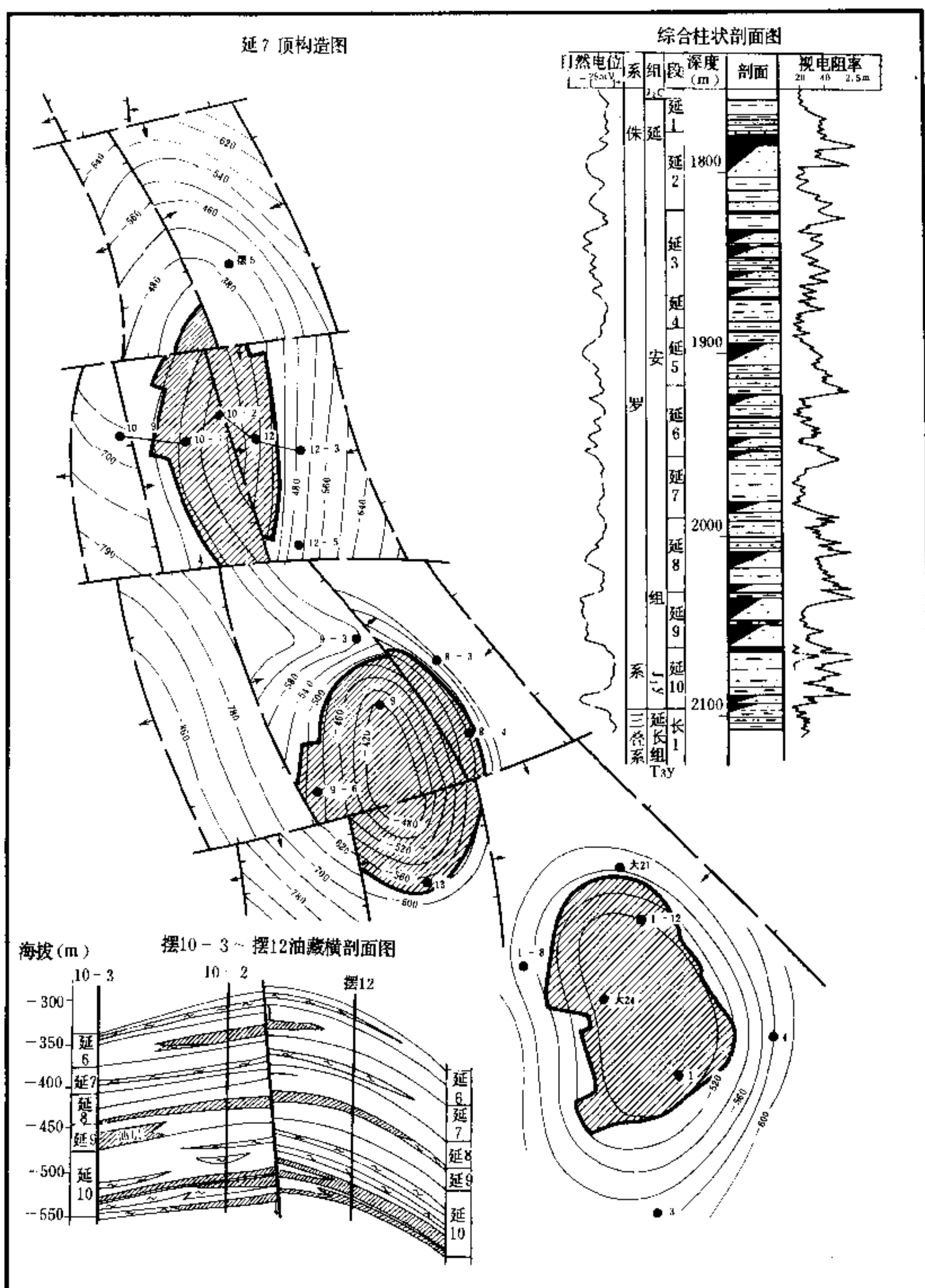


图 1-11-8 摆宴井油田综合图

局部调整，但含水仍然上升很快。到1988年底，含水上升到59.0%，单井平均日产油降为4.0吨。

九、马坊油田

1.概况

马坊油田位于宁夏回族自治区盐池县红井子乡与陕西省定边县红柳沟乡境内（图1—1—5）。1967年经地震详查发现构造，1968年开始钻探，同年9月在盐9井侏罗系延安组延5油层获得工业性油流，经过1969～1976年详探落实含油面积之后，于1977～1978年钻开发井，同时投入生产。1979年注水开发，1982年进行加密调整。共钻井176口，其中探井46口，取芯井149口，取芯进尺2467.1米，岩芯长2197.1米，收获率89.1%。此外检查井密闭取芯1口，进尺26.7米，收获率100%。

2.构造

马坊油田位于盆地天环坳陷东侧，为一向东南倾伏的鼻状构造（图1—11—9）。宽3～5公里，长14公里，隆起幅度10～20米，地层倾角1°左右，构造面积60平方公里。

构造南高北低，起伏明显。可分为南、中、北三个局部构造，闭合高度5～20米，闭合面积21平方公里。其中南部为一短轴背斜，闭合高度20米，闭合面积11平方公里。中、北部为一鼻状平缓背斜，闭合面积小（图1—11—9）。

3.储集层

含油层系为侏罗系直罗组和延安组，以延安组为主，埋藏深度1400～1850米。划分为直2、直3、延3、延4、延5、延6、延8、延9、延10共9个油组，24个小层，62个油砂体，平均有效厚度9.9米。

延10^2油层为辫状河道沙坝砂，厚4～19米。以灰白色中—粗粒长石石英砂岩为主，粒度中值0.3～0.5毫米，分选差，次圆—次棱角状，呈支架状排列。泥质孔隙型胶结，含量12～14%。成岩作用明显，石英次生加大普遍。孔隙结构以不均匀孔喉类型为主，高渗透段则为混杂孔喉型，分选差，分选系数2.15～4.11。油层物性变化大，非均质性强。砂岩中夹有分布不均的泥质岩或低渗透致密砂岩，平面渗透率级差达76倍，纵向上相差20倍以上。变异系数0.86，非均质系数2～7。油层孔隙度12～17%，平均空气渗透率97.3×10^{-3}二次方微米。油水相渗透率曲线表现为亲水特点，含水95%时的水驱油效率仅39.0～48.5%。

延8、延9油层为分流河道点沙坝，剖面为透镜状，平面呈条带状分布，厚3～10米。灰色含砾粗、中、细混粒长石石英砂岩，粒度中值0.2～0.5毫米。分选差，次圆和半棱角状，呈支架状结构。泥质孔隙型胶结，含量10.2～16.0%。油层孔隙结构为不均匀和混杂孔喉型，分选差，分选系数1.75～3.08。油层物性差，驱油效率低。孔隙度13.3～15.4%，空气渗透率8.0×10^{-3}～22.7×10^{-3}二次方微米，含水95%时室内水驱油效率仅31.7～35.0%。

直罗组：为河流相沉积的砂、泥岩互层，中下部含油，仅分布于7口井中，平均有效厚度3.5米，孔隙度22.0%，空气渗透率508×10^{-3}二次方微米。构造平缓，圈闭幅度小，孔喉分选差的地质条件，导致油水分异差，原始含油饱和度57%。油水关系复杂，除延8^7、延10^2油层有小块纯油区外，大多数为油水同层，油水同层占57%，初期含水21.5%。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　马坊油田为构造—岩性、弱水压弹性驱动的低饱和亲水油藏。

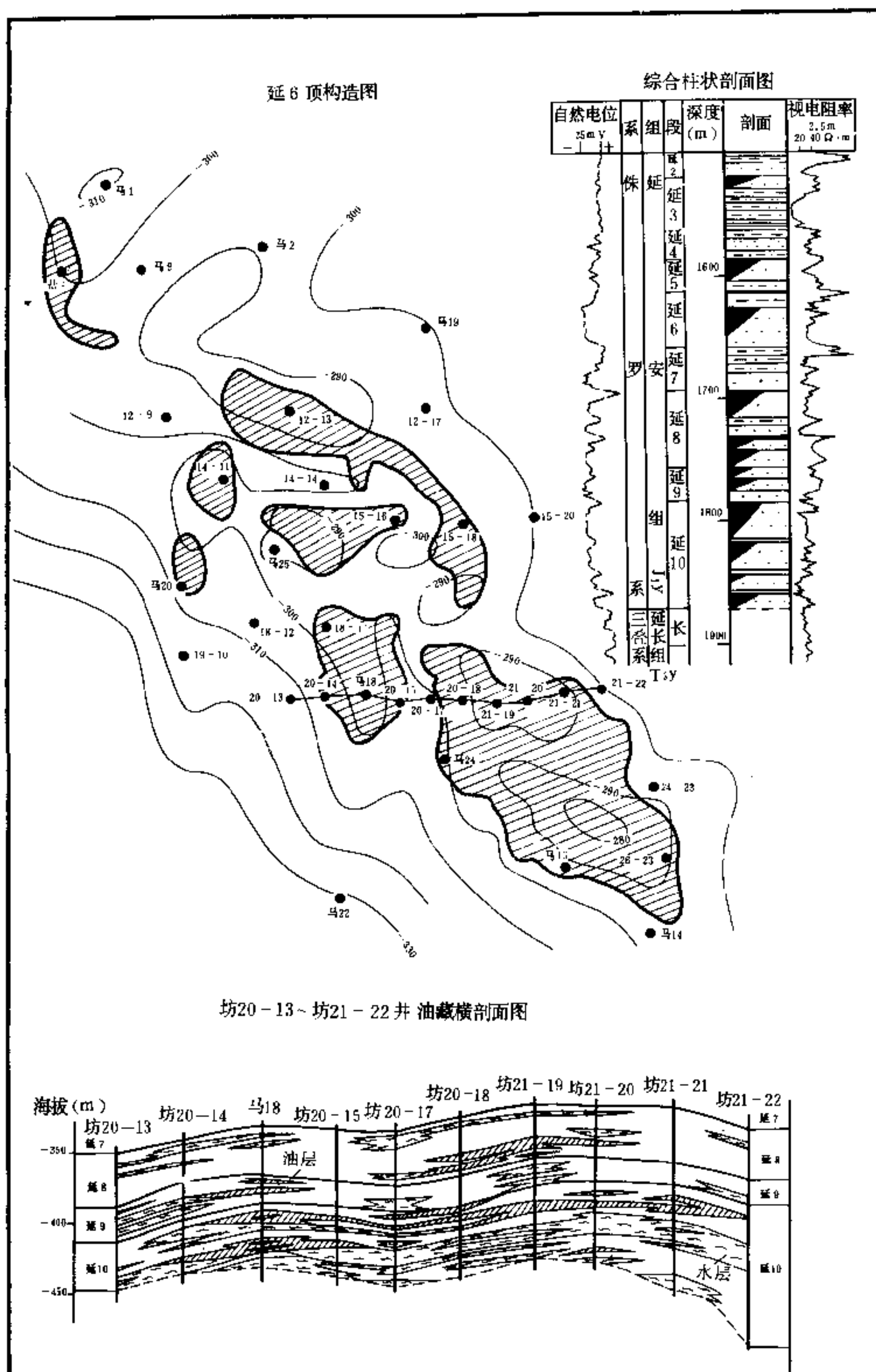


图 1-11-9 马坊油田综合图

1）油水分布受构造和岩性控制，油水界面海拔高度为-338～-400米。在62个油砂体中，8个有边水，但边水范围小。

2）油层原始地层压力16.30兆帕，压力系数0.88，地饱压差12.20兆帕。地层温度42.0～68.5℃。

3）1978年12月～1979年4月自然能量开发，全区月产液由1183吨降为681吨，平均月降10.6%。

（2）流体性质

1）原油性质：具有低相对密度，低粘度，低含硫，凝固点和含蜡量较高的特点（表1-11-14）。

表1-11-14 马坊油田原油性质表

项目		直罗	延10	延8、9
地面	相对密度	0.877	0.8345～0.8567	0.8338～0.8542
	粘度（mPa·s）	21.7	4.18～9.19	4.2～8.6
	凝固点（℃）	21.2	12.0～28.0	18.2～19.3
	含蜡（%）	6.2	11.0～20.3	15.4～24.0
	含硫（%）			0.03～0.05
地层	粘度（mPa·s）		1.83～2.79	2.9
	饱和压力（MPa）		3.4～5.27	2.49
	油气比（m^3/t）		32.0～45.0	21.2

2）天然气为富含甲烷（47.9～70.7%）和氮气（4.8～8.9%），相对密度1.1810。

3）地层水型多样、主要为$CaCl_2$、$MgCl_2$、Na_2SO_4、$NaHCO_3$型，总矿化度8000～70000毫克／升。

5.开发简况

马坊油田油井普遍采用压裂投产，强化注水开采，采油速度高，稳产期很短，虽然经过局部加密调整，但始终未能扭转产量递减快的局面。

十、大水坑油田

1.概况

大水坑油田位于宁夏回族自治区盐池县大水坑乡（图1-1-5）。由三个含油区块组成。1958年由大地电流法发现隆起，1966年经地震详查肯定构造之后，接着在于家梁开始钻探，同年在新于1井获得工业性油流之后，1968年、1969年又分别在大水坑的大2井、大东的东1井相继获得工业性油流。共钻井61口，其中探井38口，取芯井47口，取芯进尺1747.7米，岩芯长1420.3米，收获率81.3%。1976～1977年投入开发。

2.构造

大水坑油田位于盆地的西缘冲断带、马家滩的南端，自西而东由西区（于家梁）、中区

(大水坑)、东区（大东）三个断块构造组成（图1-11-10）。

西区为一不完整的鼻状构造，南部保存完整，北部被断层切割。构造南北长约4公里，东西宽约2.0公里，隆起幅度320米，面积约10.0平方公里。东缓西陡，倾角20°～25°。

中区为一被南北向逆断层切割、轴向南北的狭长鼻状构造。南北长7.0公里，东西宽2.0公里，隆起幅度360米，面积约14.0平方公里。构造轴部平缓，两翼较陡，倾角11°～14°。

东区呈半穹窿状，构造南北长5公里，东西宽约1.3公里。高点位于东12井附近，向北、东、南三个方向倾没，倾角2°～8°。构造北部有两条东西向的平推断层，西侧被东倾逆断层切割。闭合高度150米，闭合面积约6.0平方公里。

3.储集层

大水坑油田的储油层为侏罗系延安组和直罗组，埋藏深度870～2000米，为一套河流沼泽相砂、泥岩间互的煤系地层，厚度300～360米，划分为11个油组，25个小层，共74个油砂体。

西区由直2、延3、延5、延6、延8、延10等6个油层、7个小层、8个油砂体组成，主力油层延10的储量占该区总储量的71.2%，岩性为灰白色中粗石英砂岩，物性较好，平均厚度4.7米，孔隙度16.0～17.0%，空气渗透率28.2×10^{-3}～214×10^{-3}二次方微米。

中区由直1、直2、延2、延5、延6、延7、延8、延9、延10共9个油组，24个小层，33个油砂体组成。岩性自上而下石英成分逐渐增加，由中细粒长石砂岩到长石石英砂岩和中粗纯石英砂岩。油层连续性差，呈条带状、舌状和透镜状分布，平均有效厚度6.0米。油层物性变化大，孔隙度13.0～19.0%，空气渗透率40×10^{-3}～500×10^{-3}二次方微米，原始含油饱和度55.0%。

东区由直1、直2、延1、延5、延6、延8、延9、延10共8个油组，24个小层，33个油砂体组成。直罗组油层为灰色蛋白石质细粒长石砂岩，支架状结构，孔隙型胶结，成分以蛋白石为主，次为粘土和高岭石。结构松散，物性较好。平均孔隙度20.0～22.3%，空气渗透率29.3×10^{-3}～574×10^{-3}二次方微米。油层平均有效厚度8.1米，主要分布在东部。延安组油层为灰色粘土质或钙质细粒长石砂岩和含粘土混粒长石砂岩，不等粒支架状或镶嵌支架状结构，孔隙型胶结，成分以粘土为主，含量15～25%。油层平均有效厚度5.2米，孔隙度13.8%，空气渗透率29.4×10^{-3}二次方微米，原始含油饱和度54.0%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型

1) 西区：油水分布主要受构造所控制，局部受岩性影响，东部边水活跃。油层原始地层压力8.95～13.0兆帕，为受构造、岩性控制的弹性水压驱动低饱和油藏。

2) 中区：油水分布受岩性和构造控制，油层原始地层压力11.4～17.6兆帕，温度42.2～69.5℃。边水局限，是以弹性驱动为主的低饱和油藏。

3) 东区：东部油水分布主要受构造控制，西部和北部为断层遮挡，南部主要受岩性影响。油层原始地层压力9.42～18.0兆帕，温度41.3～66.6℃。为一受构造、岩性控制和断层圈闭的，以弹性驱动为主的低饱和油藏。

(2) 流体性质

1) 原油性质为中低粘度、高含蜡量和凝固点，低饱和压力和油气比（表1-11-15）。

2) 天然气甲烷含量低（26.6%），为富含重烃（丙烷35.3%）和氮气（4.5%）的湿

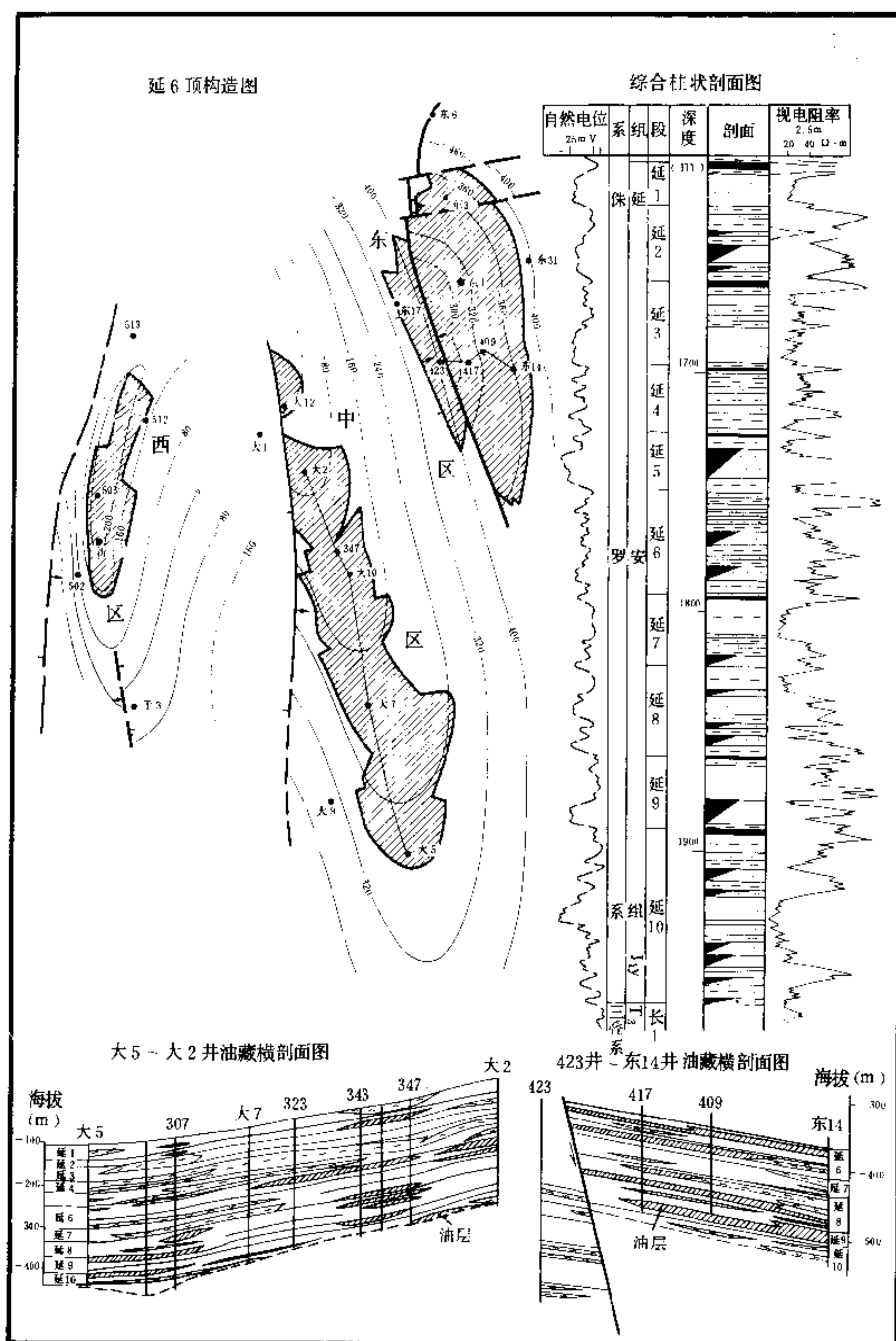


图1-11-10 大水坑油田综合图

气，相对密度 1.3220。

3）地层水型为 Na_2SO_4 和 $NaHCO_3$，总矿化度 3900～52600 毫克／升。

5.开发简况

经过 1967 年 11 月～1976 年 3 月 8 年试采之后，于 1976～1977 年正式投入开发。西区采用自然能量驱动、东区和中区分别于 1977 年 3 月和 1978 年 1 月开始注水。

1977～1980 年，油田含水基本稳定在 43～45%，单井平均日产油 5.7～6.6 吨。

1981 年含水开始上升，到 1984 年平均含水 61.1%。1985～1988 年，含水上升到 71.4%。

表 1-11-15　大水坑油田原油性质表

项目＼区		西区	中区	东区
地面	相对密度	0.8440～0.8660	0.8271～0.8532	0.8235～0.8605
	粘度（mPa·s）	6.4～12.4	4.18～11.0	4.1～9.8
	含蜡（%）	14.4	14.1～22.5	19.8
	含硫（%）	0.02～0.1	0.01	0.04
	凝固点（℃）	23.5～28.5	19.0～28.0	16.0～25.0
地层	粘度（mPa·s）	5.3	3.1～7.7	2.95～8.65
	饱和压力（mPa）	0.44	0.41～1.40	0.48～1.86
	油气比（m^3/t）	2.3	7.7～14.7	1.5～23.3

十一、油房庄油田

1.概况

油房庄油田位于陕西省定边县油房庄乡（图 1-1-5），由定 31、82、41、60、43、62 六个含油区块组成。

1967 年经地震详查发现定南鼻状构造及彭滩鼻状构造，1969 年开始钻探，1970 年在盐 15 井的延 10 层发现油气显示，1973 年在定 31 井延 10 层获得日产 24.3 吨的工业性油流。至 1987 年 6 月共钻各类井 114 口，其中探井 77 口，详探井 15 口，开发井 22 口。有 103 口井取芯，进尺 2450.1 米，岩芯长 2201.6 米，平均收获率 89.9%。试油 72 口，48 口井获得工业性油流。1984 年以来，先后有 6 口井试采。针对油藏不同程度存在边底水、地饱压差大，区块分散，含油面积小，地面条件差，水源缺乏的情况，先采用自然能量驱动开发方式，于 1988 年全面投入开发。

2.构造及圈闭

油房庄油田的区域构造位置位于陕北斜坡的西部（图 1-11-11）。从北向南依次为定 31、定 82、定 41、定 60、定 43 和定 62 鼻状背斜，共 6 个次一级构造，与上倾方向岩性尖灭形成圈闭（表 1-11-16）。

3.储集层

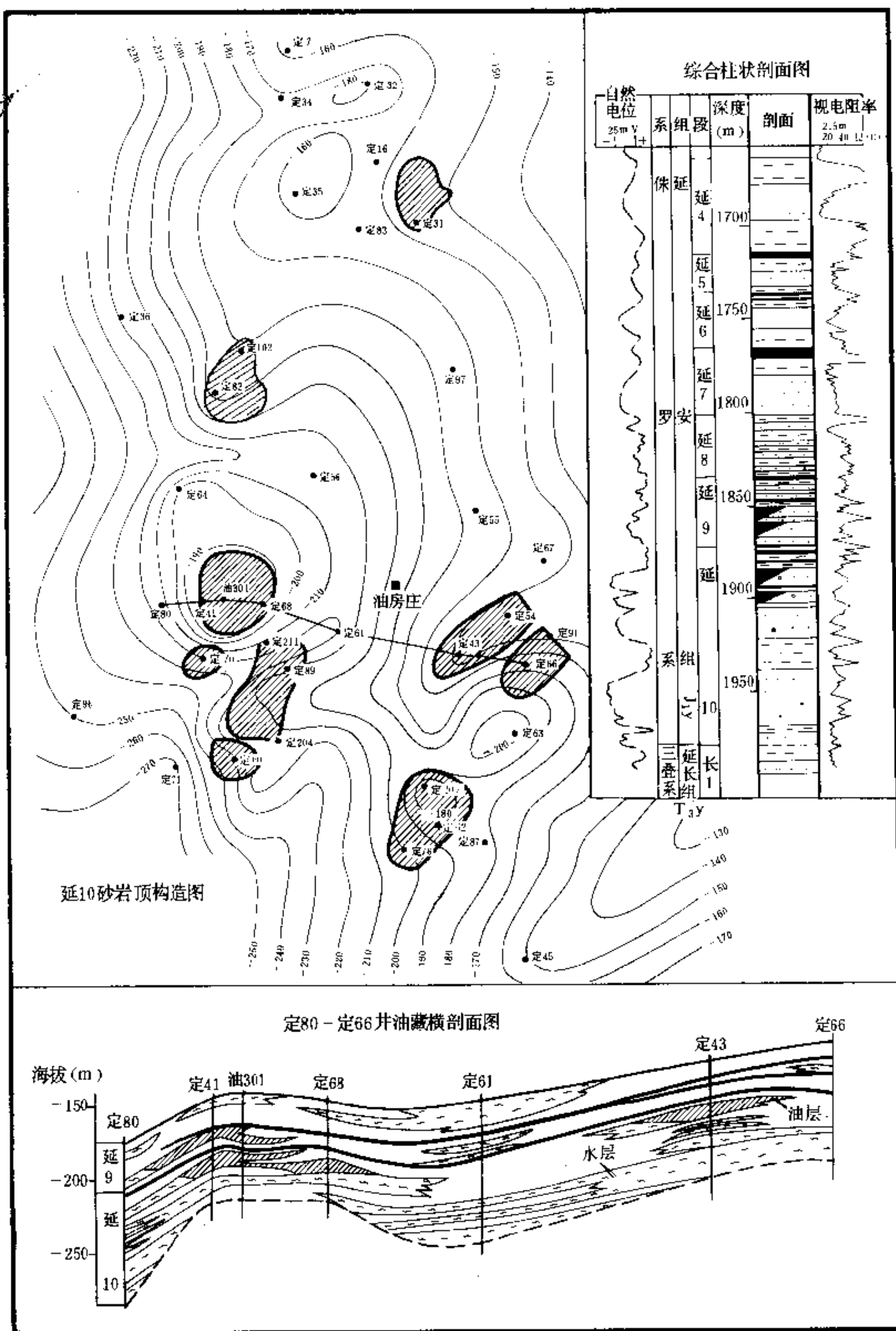


图1-11-11　油房庄油田综合图

表 1-11-16　油房庄油田构造要素表

构造名称	轴线走向	长（km）	宽（km）	闭合高度（m）	闭合面积（km^2）	倾角
定 31 鼻状背斜	北西—南东	2	1	15	30	0.3°
定 82 鼻状背斜	北东—南西	4	1			0.7°～0.4°
定 41 鼻状背斜	北东—南西	7	3	6	2.2	0.9°
定 60 鼻状背斜	北东—南西	6	2			0.7°
定 43 鼻状背斜	北东—南西	3	2.5	6	2.5	0.6°
定 62 鼻状背斜	东—西	3	1	4	0.7	0.8°～0.9°

油房庄油田储油层为侏罗系的延 7、延 9^2、延 9^3、延 10^1 及三叠系的长$_2^1$。

延 9 油层以河流沼泽相沉积为主，多为河道砂及煤层交互。含粘土质细—中粒或混粒长石砂岩，孔隙型胶结，分选中—差。平均喉道半径 4.8 微米，分选系数 2.38，汞注入率 83.6%。孔隙度 13.6～18.1%，空气渗透率 3.5×10^{-3}～356.0×10^{-3} 二次方微米。为低饱和亲水油藏，水驱油效率 40.8%。

延 10 油层以河流相河道沙沉积为主，多为厚层块状砂及砂、泥岩互层。含粘土质细—中粒或混粒长石质石英砂岩，孔隙型胶结，分选中—差。平均喉道半径 6.47 微米，分选系数 2.30，汞注入率 92.9%。孔隙度 11.2～19.6%，空气渗透率 5.9×10^{-3}～160.6×10^{-3} 二次方微米。低饱和亲水油藏，水驱油效率 56.9%。

长$_2^1$ 油层为三角洲分流河道砂沉积，灰缘色含粘土质、钙质细粒长石块状砂岩。孔隙型胶结，分选中等。平均孔隙度 18.9%，空气渗透率 13.4×10^{-3} 二次方微米。

长 2 砂体叠合相对较好，油层连片分布，平均厚度 7.7 米；延 9、10 砂体分布局限，连片性差，油层平均厚度 8.7～12.1 米。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型

1）油藏与岩性、构造关系密切，大多数油藏有不同程度的边底水，约有 40%的油井直接受底水驱动（表 1-11-17）。

2）油层原始平均地层压力 13.94 兆帕，压力系数 0.77，地饱压差 11.64 兆帕。

表 1-11-17　油房庄油田油藏分类

油藏类型	油砂体（个）	驱动类型	油砂体（个）	油水接触类型	井层
构造	3	底水	8	直接	23
构造—岩性	25	边水	20	间接	21
岩性	2	无边底水	2	无底水	10

（2）流体性质

1）原油性质为低相对密度，低粘度，低饱和压力，高凝固点（表1-11-18）。

2）天然气甲烷含量43.3%，相对密度1.1583。

3）地层水型为$NaHCO_3$、Na_2SO_4及$CaCl_2$，总矿化度13100～36600毫克／升。

5.开发简况

经过四年的试采，于1988年1月正式投入开发，投产油井37口，均为油水同出，平均含水47.8%，单井平均日产油5.8吨。含水稳定。

表1-11-18 油房庄油田原油性质表

项目 \ 层位		延9	延10	长2
地面	相对密度	0.8489～0.8597	0.8498～0.8646	0.8477
	粘度（mPa·s）	6～8.1	6.2～9.8	6.4
	凝固点（℃）	18.3～22.3	18.7～23.5	26.4
	初馏点（℃）	68.0～97.0	69.3～83.2	65.5
	沥青质（%）	2.46～3.54	2.39～4.85	2.99
地层	粘度（mPa·s）	2.3	3.7	2.7
	饱和压力（MPa）	2.1	2.30	3.61
	油气比（m^3/t）	21.0	24.5	31.7

十二、樊家川油田

1.概况

樊家川油田位于甘肃省环县樊家川乡（图1-1-5）。1984年开始钻探，当年于樊1井侏罗系延安组的延9油层获得日产19吨的工业性油流。到1988年底，完钻探井4口，开发井8口。其中11口井钻遇油层，平均厚度16.2米，试油7口，平均日产油12.3吨，含水5.6%。有6口井取芯，进尺150.3米，岩芯长129.7米，平均收获率86.3%。1987年5月樊1井开始试采，到1988年底有9口井投入生产，平均日产油9.8吨，含水13.7%。

2.构造

樊家川油田位于陕北斜坡与天环坳陷过渡部位樊家川鼻状构造的南部，为受古地貌控制的压实构造。该鼻状构造轴向为北东—南西向，长2.8公里，宽2.3公里，闭合高度23米，闭合面积6.4平方公里。构造顶部平缓，两翼倾角0.8°～1.0°，呈穹窿状（图1-11-12）。

3.储集层

储油层为侏罗系延安组的延8、延9、延10油层，以延9油层为主，埋藏深度1670～1975米。

延9油层属河流沼泽相沉积，浅灰褐色细—中粗含砾长石质石英砂岩，分选中—差，泥质胶结。砂层厚18～36米，平均厚27.4米，进而划分为延$9^{1、2、3}$小层。以延9^2最为发育，平均厚14.5米，平均孔径27.1～37.6微米，中值喉道半径0.9～2.9微米，孔隙度

16.6%，空气渗透率 65.2×10^{-3} 二次方微米，油层厚 13.6 米。

延 10 油层属河流相沉积，为灰白、灰褐色中细粒长石石英砂岩，泥质胶结。因受古地貌的影响，砂层厚度变化大（14.0～45.2 米）。进一步划分为延 10^1，延 10^2 两小层，油层主要分布在延 10^1。油层平均厚度 4.9 米，孔隙度 15.2%，空气渗透率 42.1×10^{-3} 二次方微米。

延 8 油层为湖沼相沉积，灰白色细砂岩，呈北东—南西向条带状展布，砂层厚 2.0～19.1 米。仅两口井含油，油层厚 4.8 米。

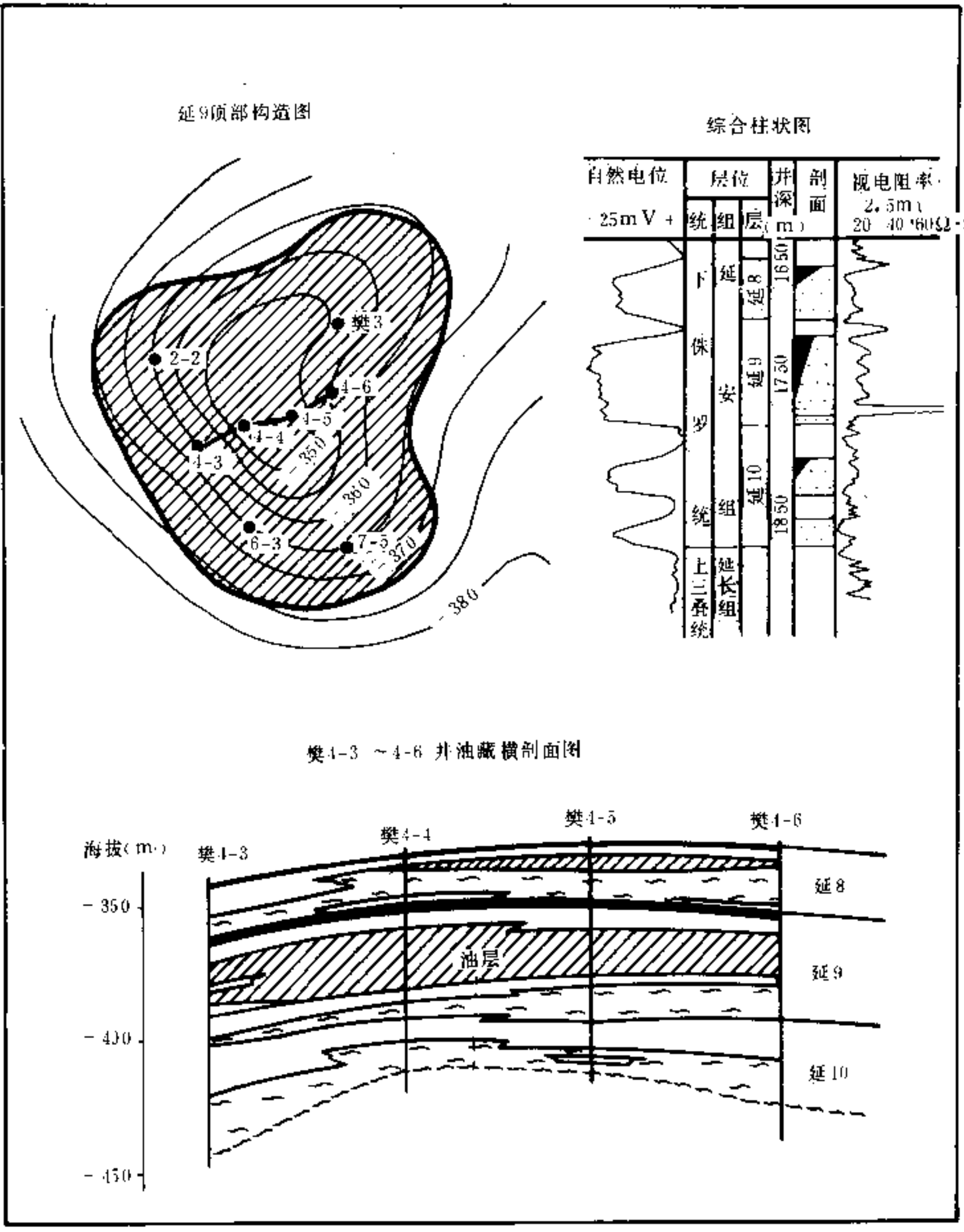


图 1-11-12 樊家川油田综合图

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型 延 8、延 10 油层受构造和岩性所控制，局部有边底水，油水界面海拔

高度分别为−338 米和−412 米。延 9 以构造控制为主，局部有边水，油水界面海拔高度为−386 米。

原始地层压力 16.13 兆帕，压力系数 0.89，地饱压差 11.8～13.0 兆帕，为低饱和油藏。

(2) 流体性质　原油性质：地面原油相对密度 0.8324～0.8330，粘度 3.71～3.95 毫帕秒，凝固点 22.0～22.5℃，沥青质含量 0.55～1.39%，初馏点 60～74℃。地层原油相对密度 0.774～0.781，粘度 2.2～2.3 毫帕秒，饱和压力 3.66～3.76 兆帕，油气比 33.9～37.0 立方米／吨，地层水为 $CaCl_2$、$MgCl_2$ 型，总矿化度 78600 毫克／升。

十三、南梁油田

1.概况

南梁油田位于甘肃省华池县南梁乡境内（图 1−1−5）。1971 年 8 月华 29 井延 9 油层中日产油 4.8 吨，从而发现了油田，1971～1972 年钻探井 12 口，华 29、64、67 等 5 口井获得工业性油流。1988 年钻详探井 5 口，梁 1、2 等 4 口井钻遇油层。共有取芯井 17 口，进尺 500 米，岩芯长 415.1 米，收获率 83.0%。

2.构造和圈闭

南梁油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡的西侧，在华 29 井和华 64—67 井两个鼻状构造上。构造幅度 10～20 米，倾角 1°～2°。有南北两个油气区（图 1−11−13）。而华 64 井区属于华 67 井鼻状构造的根部。

3.储集层

储油层为侏罗系延安组的延 8^3 和延 9^1 油层，埋藏深度 1100 米左右。

延 8^3 油层岩性为灰白色中—粗粒长石石英砂岩及长石硬砂质石英砂岩。颗粒排列呈支架状，孔隙型胶结，胶结物成分为水云母、高岭土、方解石及菱铁矿，含量小于 10%。油层厚 1.6～7.4 米，孔隙度 18.7%，空气渗透率 186.8×10^{-3}～448.9×10^{-3} 二次方微米。

延 9^1 油层岩性为灰色细—粗粒含砾屑长石砂岩，浅灰褐色中—粗粒长石质石英砂岩。颗粒呈支架状排列，孔隙—接触型胶结，胶结物为水云母、高岭石和方解石，含量小于 10%。油层厚 1.4～7.6 米，孔隙度 16.2%，空气渗透率 31.3×10^{-3}～775.9×10^{-3} 二次方微米、试油日产 9.7～26.5 吨。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　延 8^3 砂体呈南北向展布，主体带厚达 16.1 米，向两侧减薄，直至尖灭。下倾方向油水界面海拔高度为 340 米。延 9^1 油砂体亦属于岩性尖灭和物性侧向变化控制，下倾方向油水界面海拔高度为 308～336 米。延 8、9 均为岩性控制为主的构造—岩性油藏。

原始地层压力 8.8 兆帕，压力系数 0.8，地饱压差 7.47 兆帕，属低饱和油藏。

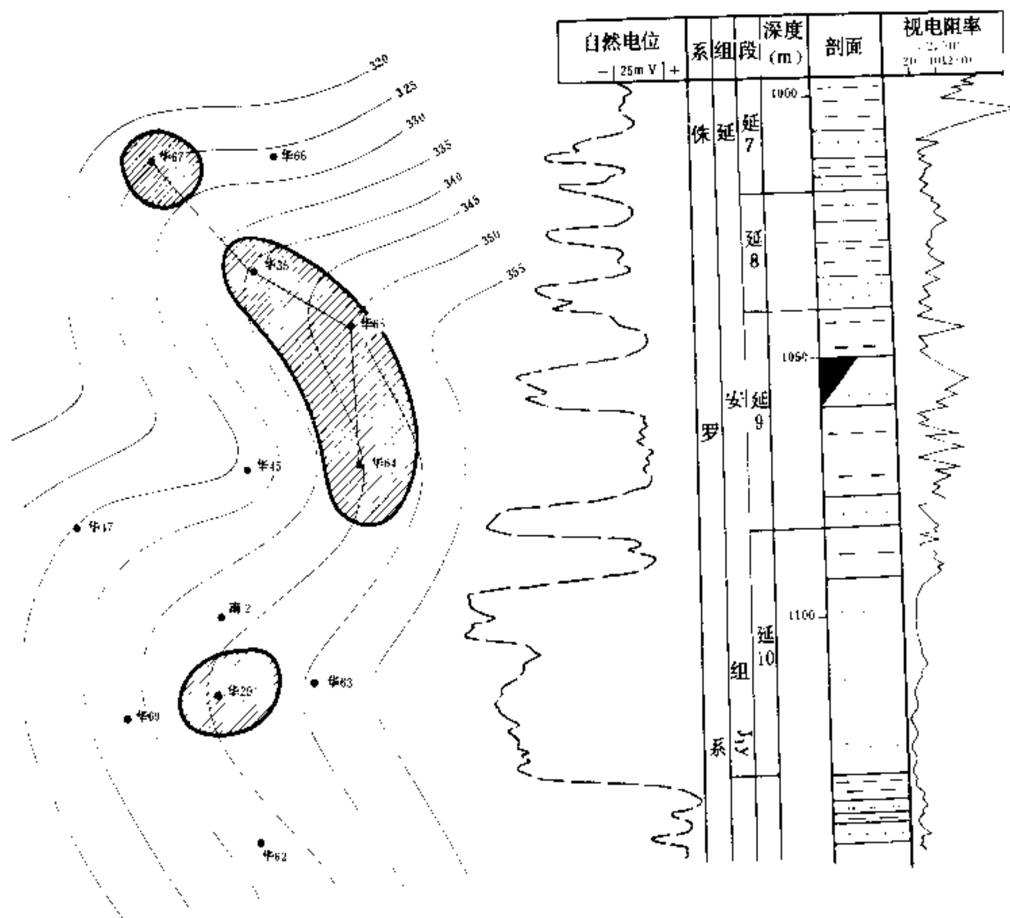
(2) 流体性质　原油性质：地面原油相对密度 0.850，粘度 5.8 毫帕秒，凝固点−11～17℃，含蜡 11.3%，含硫 0.16%。地层原油粘度 4.8 毫帕秒，饱和压力 1.33 兆帕，油气比 21.2 立方米／吨。地层水为 Na_2SO_4 型，总矿化度 33100 毫克／升。

本油田尚未开发。

十四、东红庄油田

1.概况

东红庄油田位于陕西省定边县东红庄（图 1−1−5）。1959 年经地震勘探发现构造，1969 年 12 月开始钻探，1970 年 3 月在盐 16 井侏罗系延安组延 9 油层获得工业性油流。共完钻



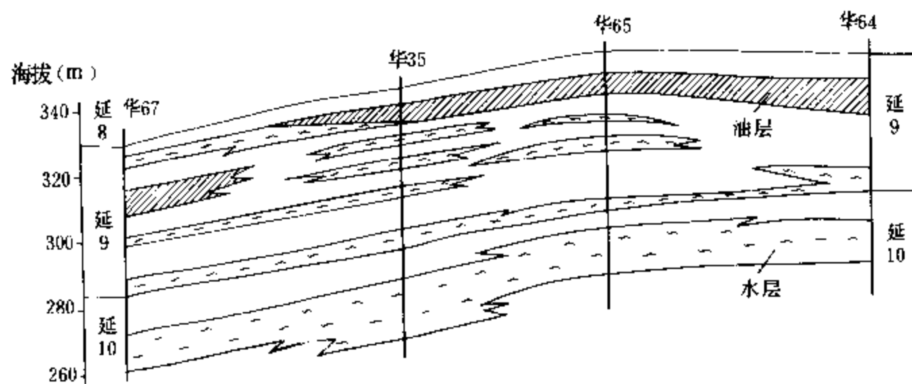


图1-11-13　南梁油田综合图

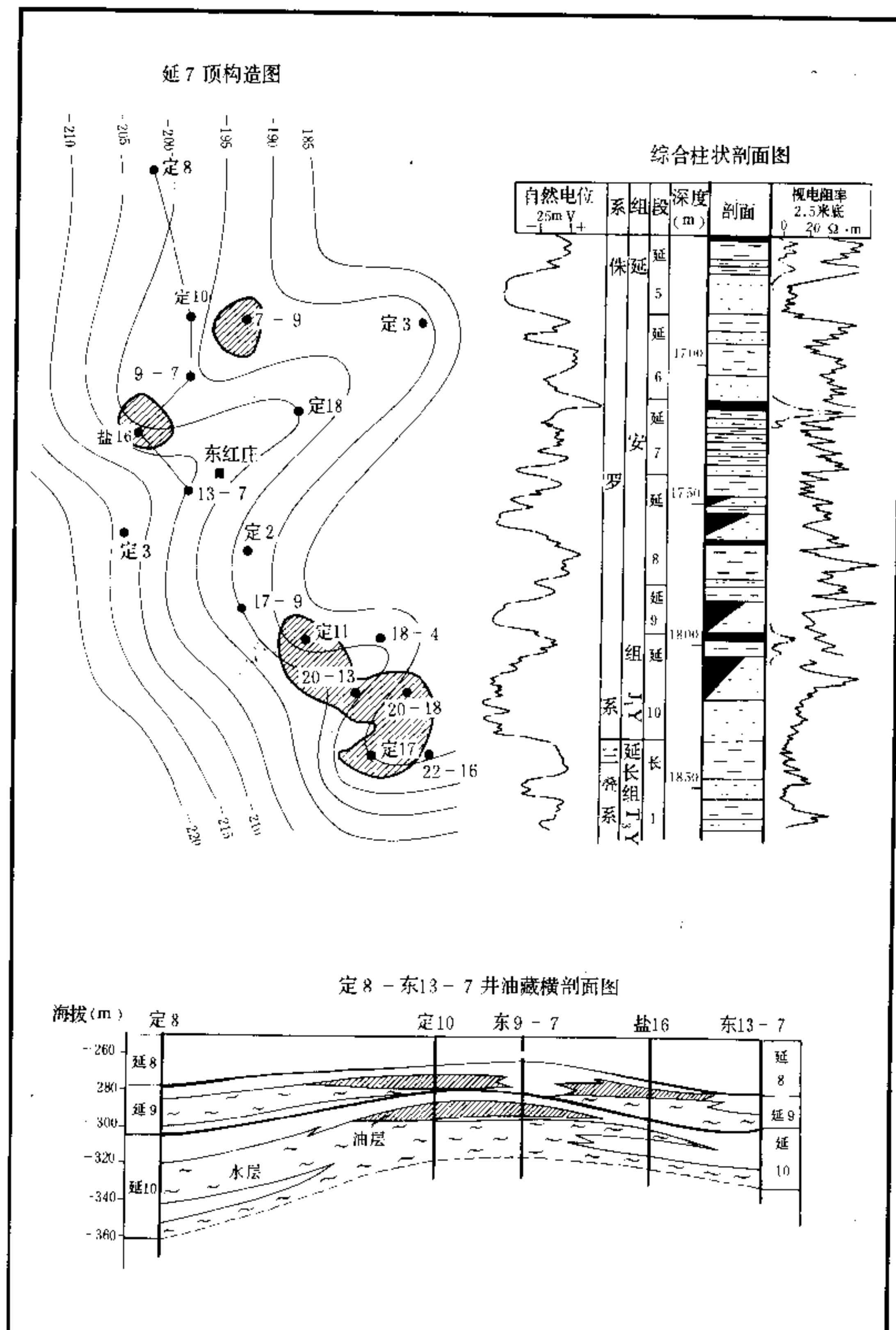


图1-11-14 东红庄油田综合成果图

探井 19 口，9 口井获油层，取芯 19 口，进尺 509.3 米，芯长 429.8 米，收获率 84.4%。

2.构造及圈闭

东红庄油田位于陕北斜坡的西部，为区域西倾单斜背景上发育的两个向西倾没的鼻状构造，其间为一凹槽所分隔，构造高点局部闭合面积 1.0～3.0 平方公里，由上倾方向岩性变化形成圈闭（图 1–11–14）。

3.储集层

储集层为侏罗系延安组的延 5、延 6、延 9、延 10，主要为延 9、10 油层，埋藏深度 1681～1851 米。油层平均厚度 3.8 米，以油水层为主，物性变化大，孔隙度 15～18%，空气渗透率 3.7×10^{-3}～283.1×10^{-3} 二次方微米，平均 72.9×10^{-3} 二次方微米。试油井均日产油 11.9 吨，平均含水 33.1%。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　延 6 油层为构造油藏，延 5、延 9、延 10 油层为上倾方向砂岩尖灭或相变形成圈闭的构造—岩性油藏。油层原始地层压力 12.40～15.97 兆帕，压力系数 0.7～0.87。

（2）流体性质　地面原油相对密度 0.8376～0.8744，粘度 5.8～13.4 毫帕秒，凝固点 20～28℃，含硫 0.02～0.08%。地层水有 $NaHCO_3$、Na_2SO_4 及 $CaCl_2$ 型，总矿化度 12000～45000 毫克／升。

本油田尚未开发。

第二节　三叠系油田

一、安塞油田

1.概况

安塞油田位于陕西省安塞县境内（图 1–1–5）。1983 年 7 月开始钻探，同年 10 月在塞 1 井的上三叠统延长组长 2 油层获得日产 64 吨的高产油流，接着又在塞 5 和塞 6 井的长 6 油层分别获得日产 18.3 吨和 13.2 吨的工业性油流，1985 年和 1986 年在塞 37 和塞 121 井的长 6 油层，又分别获得日产 42.7 吨和 32.1 吨的高产油流。

至 1988 年底，共完钻探井 122 口，取芯 119 口，取芯进尺 3727 米，岩芯长 3478 米，收获率 93.3%。试油 100 口，57 口井获工业性油流（表 1–11–19）。经过 5 年的勘探，发现长 2、长 3、长 4+5、长 6 四个油组，探明坪桥，王家窑，候市，杏河及谭家营五个含油区块。

1985 年～1988 年底，共完钻开发井 100 口，取芯 21 口，取芯进尺 487 米，岩芯长 466 米，平均收获率 95.7%。开辟了塞 1、5、6、29 四个开发试验井组和一个注水试验井组，1988 年又进行了先导性开发试验，共建产能 8.5 万吨。

通过对盆地区域地质构造、沉积演化史、成岩史和生油条件的研究，以及成油规律、油藏形成和类型分析，建立了较完整的地质模型。根据岩石矿物分析、粘土矿物成分、产状及成岩作用研究，提供了对原生孔隙和次生孔隙的定量解释，以及孔隙结构和物性特征。用吸入法、离心法测定：岩石表面润湿性。油水、油气相渗透率及水敏、酸敏、盐敏流动试验。油基钻井液和大直径取芯，提供了可靠的原始含油饱和度。根据岩性、电性、油气水性质及储油物性等四性关系研究，建立了测井解释图版，符合率达到 92.1～96.5%。开展了保护油

层钻井，完井工艺攻关，不同规模的优化压裂试验。运用数值模拟技术和室内试验，研究了不同开发方式和井网密度的可行性。为油田的全面开发做了充分的准备。

表 1-11-19　安塞油田探井试油成果表

分类	井数 (口)	日产油 (t)	日产水 (t)	含水 (%)
工业油井　日产油大于4t 含水小于20%	46	15.2	0.87	5.4
工业油水井　日产油大于4t 含水大于20%	11	10.7	7.4	40.9
低产井　日产油小于4t 含水大于20%	21	1.9	7.1	78.9
产水井	22			

2.构造及圈闭

安塞油田位于盆地东部的陕北斜坡。油田构造极为平缓，在倾角不足0.5°的西倾单斜背景上，由于岩性差异，局部地区发育着低缓差异压实鼻状背斜（图1-11-15）。自北而南发育了坪桥、杏河—谭家营、志丹—王家窑三排鼻状褶皱带，隆起幅度20～30米，构造形态和幅度主要受砂体发育程度的控制，已发现的朵状砂体范围内均有鼻状背斜。砂体间的湖湾泥岩遮挡封闭，以及砂体上倾方向，由于水介质和水动力条件的变化而形成致密带，这种岩性致密和岩性尖灭对油气的遮挡作用，与鼻状构造的控制作用相配合而形成圈闭。

3.储集层

安塞油田的主要产层属延长组，主要含油层为长6，次为长4+5和长2。

长6油层以三角洲前缘相沉积为主，是由5～7个次一级旋回叠合而成的复合砂体，厚约30米。长2属平原河流亚相，为多期河流叠加而成的块状砂体，厚约70米。长4+5属平原河流亚相和三角洲前缘相的过渡型沉积。

储集层砂岩属以成岩型为主的沉积—成岩型致密低渗透砂岩。颗粒分选好，长6以细粒为主，粒径0.15～0.18毫米，长2以中细粒为主，粒径0.18～0.22毫米。次棱角—次圆状，杂基含量0.94～2.0%，颗粒成半定向—定向排列的细粒和中细粒硬砂质长石砂岩。长6长石含量49.8%，石英20.1%，岩屑8.6%，薄膜孔隙型胶结，胶结物含量11～14%，主要为次生绿泥石，次为浊沸石和方解石。长2的碎屑组分与长6相近，长石含量43.1%，石英27.6%，岩屑7.9%。

早先沉积的长石砂岩，胶结物含量小于1%，其原始孔隙度约为35～40%，沉积后不久，绿泥石粘土析出，沉淀在多数颗粒的边缘，厚达5～10微米，从而降低了原生孔隙度。随后经过压实和淋滤作用，长石、石英压溶再生长，浊沸石和铁方解石析出，使孔隙进一步变小，孔隙度降至7～12%。而浊沸石、长石、云母和碳酸盐岩的溶蚀，使部分孔隙再生，孔隙结构又得到局部而有限的改善，使孔隙度增加1～5%。

长 2 是以粒间孔隙为主的孔隙类型，以大孔粗喉、中孔粗喉为主，辅以小孔粗喉。长 6 则为溶孔—粒间孔隙—微孔隙混合型储集层，以小孔细喉为主。孔喉大小分布可分为三组（表 1-11-20）。

表 1-11-20　长 6 油层喉道分布表

喉道半径 (μm)	平均喉道半径 (μm)	占孔隙体积 (%)
>0.81	1.350	22
0.81～0.1	0.299	38
0.1～0.025	0.0403	40

喉道半径小于 0.1 微米的微孔，是由绿泥石薄膜充填或岩石碎片充填形成的，基本上是水湿不流动孔隙。

长 2 油层渗透率贡献值分布与喉道分布一致，二者峰区重合；长 6 油层渗透率贡献值分布与喉道分布不一致，反映了渗透率主要由少数粗喉道所提供。渗透率贡献主峰区对应的喉道区间控制的孔隙体积，长 2 为 51.3%，长 6 为 35.2%。长 6 油层的有效退汞效率仅 16.9～21.3%。

影响孔隙度的主要因素是胶结物中的绿泥石含量，而绿泥石含量又受沉积砂体分布的影响，砂岩主体带上胶结物含量少，油层物性好，孔隙发育。长 6 油层的孔隙度在地层压力下与地面热解孔隙度的关系为：

$$\phi_{地下}=0.9777\times\phi_{热解}-1.5720$$

油层空气渗透率与热解渗透率的关系为：

$$\lg K_{空气}=0.9420\times\lg K_{热解}-0.3960$$

地下有效渗透率与空气渗透率关系为：

$$\lg K_{有效}=1.3520\times\lg K_{空气}-0.4636$$

将以上关系列于表 1-11-21。

渗透率纵向分布和沉积韵律的变化基本一致，为正向或反向的梯度型及复合梯度型。呈对数正态分布，变异系数 0.47～0.5。

油层孔隙充填组分达 13.89～15.43%（表 1-11-22），其中酸敏矿物近 9.0%，水敏矿物甚少，杂基和高岭石微粒仅 0.98～2.03%。

油层岩石表面润湿性属中性—弱亲水型，无因次吸水量 22.7%，无因次吸油量 14.5%。原始含油饱和度 55～57%。水驱油效率 42.3～44.9%，气驱油效率 31.4%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型

表 1-11-21 长6油层物性数据表

区	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）			孔隙度	井数	样品
	热解	空气	有效	（%）	（口）	（块）
坪桥	2.80	0.97	0.33	11.0	18	1453
王窑	4.14	1.53	0.61	13.5	10	1171
候市	4.57	1.68	0.70	13.8	8	541
杏河	2.57	1.00	0.34	12.5	3	136
油田	3.56	1.29	0.49	12.4	39	3301

表 1-11-22 安塞油田敏感矿物表

分类	主要矿物（%）	长2	长6	长6
		（谭家营）	（坪桥）	（王窑）
酸敏	浊沸石、绿泥石、方解石	8.7	8.6	8.91
水敏	自生白云母、混层粘土	少	少	少
微粒	高岭石、水云母	0.98	2.03	1.58
结垢	重晶石	少	/	0.04
稳定	自生石英，自生长石	3.37	3.89	2.99
合计		13.89	15.42	13.48

长2为构造—岩性圈闭的边底水驱动油藏。长6和长4+5油藏边界为低渗透致密或岩性尖灭圈闭。坪桥区上倾方向东北部位的塞55—25井环形带，由于石英、长石颗粒经强烈的压溶镶嵌，粒间孔隙基本消失，仅有少量的长石溶孔，平均面孔率仅3.56%，为一典型的低渗透相对圈闭油藏。杏河区东侧为安塞三角洲中支与西支的湖湾所隔，砂体四周砂岩尖灭或致密，形成上倾方向岩性尖灭油藏。候市东部与王窑之间为一分流间湾，砂岩不发育，东部上倾方向为水下分流河口低渗透致密带，形成低渗透与岩性尖灭复合圈闭油藏。王窑区东北上倾方向为低渗透致密带，南部由三角洲前缘相砂岩相变为湖盆泥岩，西部受构造控制，局部有边水，但水体局限，连通差，仍然属于以低渗透与岩性尖灭复合圈闭为主的岩性油藏（图1—11—15）。

油层原始地层压力8.3～9.8兆帕，压力系数0.7～0.8，属同一压力系统，地饱压差3.0～4.0兆帕，属低压未饱和油藏。采出1%地质储量压降4.0兆帕，油藏天然驱动能量主要是溶解气驱。

(2) 流体性质 主要油层长6和长4+5原油性质：具有低相对密度、低粘度、中含

蜡、中饱和压力和较高油气比的特点。全油田总的变化趋势是下油组相对好，上油组相对差；油藏内部相对好，边部相对差；南部区块相对好，北部区块相对差（表1−11−23)。

伴生气为湿气，甲烷含量33.8～43.8%。

C_3+C_4总量达34%，相对密度1.15。

地层水属封闭的原生水，高矿化度$CaCl_2$型水，长2地层水矿化度为34800～41200毫克／升，长6和长4+5为73000～89200毫克／升。

表1−11−23 安塞油田原油性质表

项目＼层位		长6	长4+5	长2
相对密度	地面	0.8436～0.8559	0.8537	0.8473～0.8610
	地层	0.7610～0.7820	0.7905	0.8235～0.8190
粘度 (mPa·s)	地面	4.8～7.0	6.3	5.3～7.9
	地层	1.8～2.6	2.95	8.7
凝固点	(℃)	19.7～23.0	19.0	14.0～16.3
含蜡	(%)	14.8		
饱和压力	(MPa)	6.64～4.69	25.2	1.0～1.14
气油比	(m^3/t)	77.1～55.2	37.1	9.2～11.1

5.开发简况

(1) 试采 1983年12月开始试采，采用自然能量，井距250～350米，投产油井40口。其中长2油层12口，井均日产油4.6吨，含水19.1%；长6油层28口，井均日产油2.5吨，含水2.1%。

主要油层长6的特征为:

1) 油井靠压裂改造才能获得工业性油流。自然产能低，日初产仅0.30～0.46吨，压裂后试油日产可达10～20吨，平均18.4吨。但产量下降很快，试采一年后平均单井稳定产能仅2.0吨左右。

2) 含水低而稳定。油井投产后一般不含水或含水很低，并保持稳定。

3) 弹性能量小，地层能量不足，间歇出油，井底脱气，结蜡严重。

(2) 试注 1987年6月塞6—71井投入注水，注水压力8.0～9.0兆帕，日注水量一直保持在30立方米左右，同位素测试吸水厚度占射开厚度的71.4%，吸水性能好，注水稳定。当累积注采比达到1.4时，地层压力、动液面开始回升。压裂后采油指数提高1.9～6.5倍，井口产油提高1.8～2.5倍。

(3) 先导性开发试验 1988年在王窑西区采用300米井距，钻井68口。

安塞油田在试采、试注和先导性开发试验的基础上，目前已开始进行开发建设。

二、子长油田

1.概况

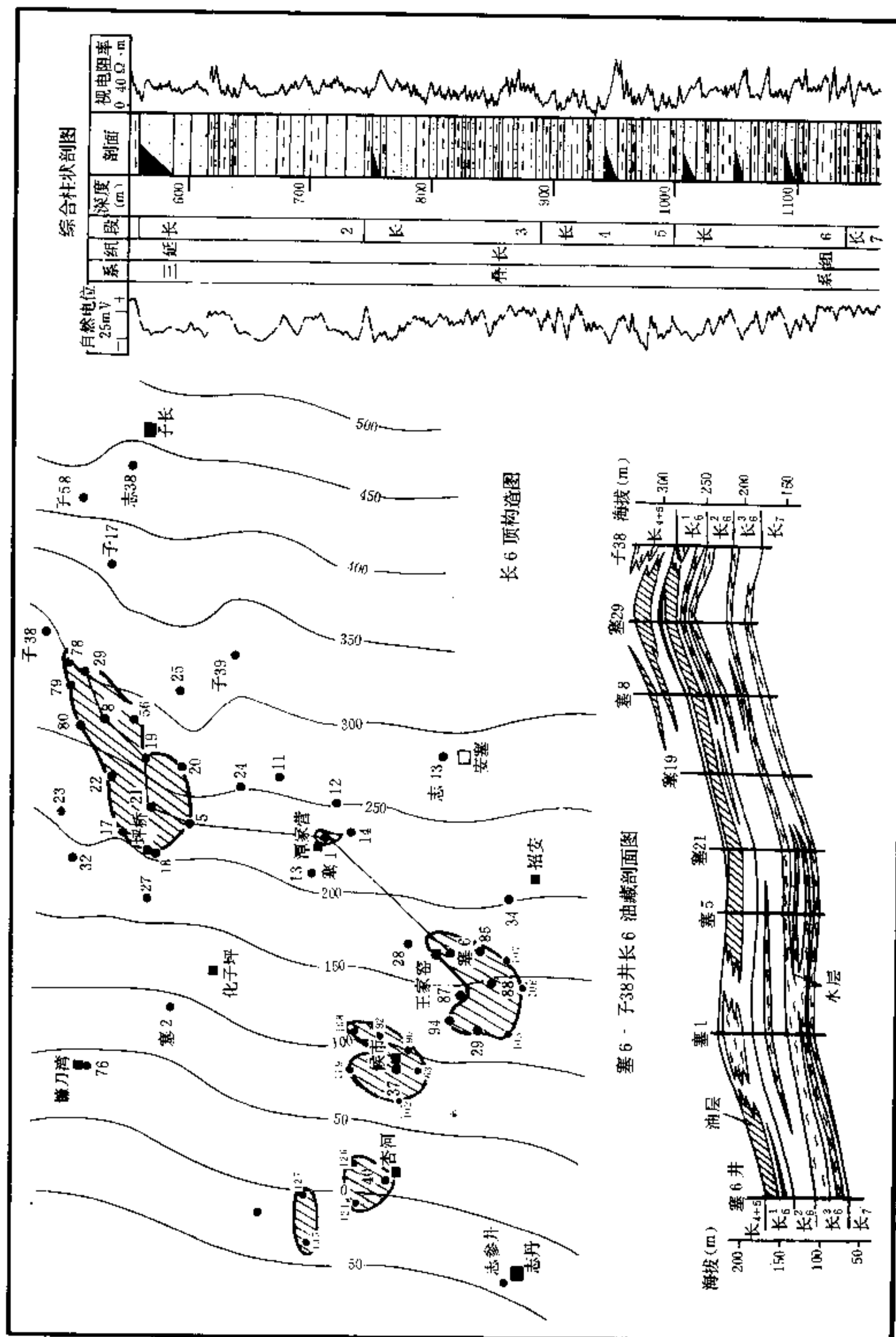


图1-11-15　安塞油田综合图

子长油田位于陕西省子长县境内（图 1-1-5）。1979 年 3 月开始钻探，同年在子 2 井延长组长 6 油层获得工业性油流。至 1983 年 5 月共完钻探井 40 口，取芯进尺 5464.8 米，岩芯长 4534.1 米，平均收获率 83%。其中子 41 井油基泥浆取芯进尺 106.9 米，岩芯长 103.0 米，收获率 96.4%。对岩芯进行了物性分析、压汞、铸体及水驱油试验。试油 17 口井，压裂前平均单井日产油 0.4 吨，含水 60%，15 口井压裂后平均单井日产油 4.33 吨，含水 47.8%。1984 年开始钻开发井，到 1988 年底完钻总井数 251 口，建成采油井 224 口。

2.构造及圈闭

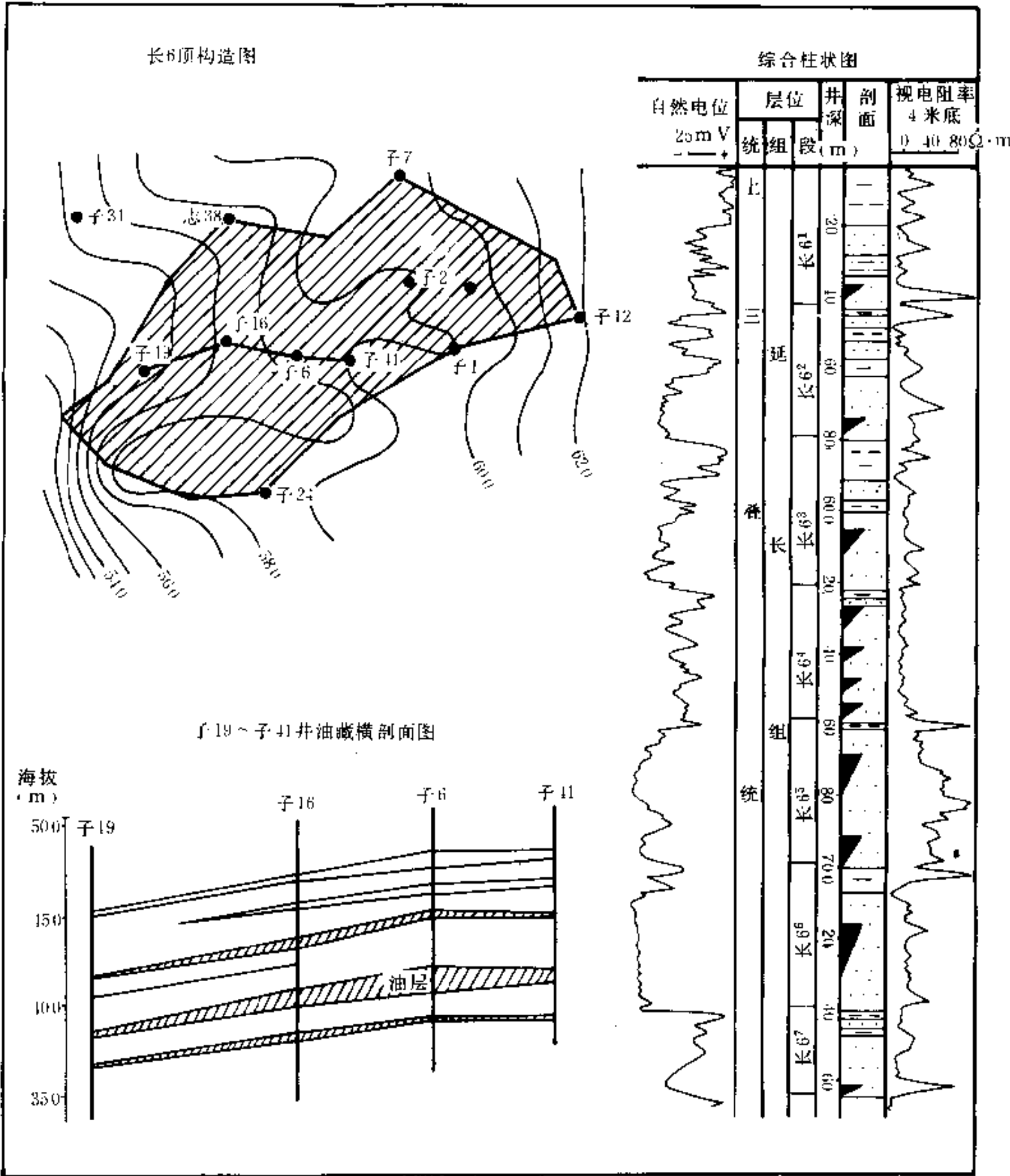


图 1-11-16　子长油田综合图

子长油田位于鄂尔多斯盆地东部陕北斜坡带，该斜坡为西倾单斜（倾角仅 0.5°）。油

田在由差异压实而形成的两个东西向的低幅度鼻状背斜（图 1-11-16）上。鼻状背斜上倾方向的子 7、子 8 井以东岩性变差，渗透率小于 0.6×10^{-3} 二次方微米，有效层在此尖灭，形成鼻状构造上倾方向岩性遮挡，成为油气聚集的圈闭。

3.储集层

含油层系为延长组的长 6 油层，属三角洲水下分流河道沉积。地层为一套厚层、块状灰色细砂岩与灰黑色泥岩、粉砂质泥岩互层，厚约 200 米，含油层段 120～140 米，划分为长 $6^{1\sim5}$ 五个小层，埋藏深度 519～748 米。

储集层岩性以细粒硬砂质长石砂岩为主，石英含量 25～30%，长石 50～60%，粒径 0.1～0.3 毫米，分选中—好，次棱角—次圆状，孔隙—接触型胶结，胶结物含量 5～8%，主要为绿泥石、方解石及粘土矿物，偶见浊沸石。

储集空间为粒间孔隙、溶蚀孔隙和微孔隙，孔喉比大，由微细喉道网络沟通。平均喉道半径 0.59 微米，分选系数 2.0，有效流动孔隙体积占总孔隙体积的 23～41%，平均为 30.8%。

油层物性差，平均孔隙度 11.2%，空气渗透率 1.65×10^{-3} 二次方微米。属油水同吸、吸水量和吸油量相近（无因次吸水 1.9%，吸油 2.2%）的混合型斑状润湿。油藏构造平缓，含油高度小，油水分异差，均处于油水过渡带，原始含油饱和度 53.6%，残余油饱和度 35.2%，驱油效率 34.3%。现将长 6 各小层的厚度、物性、试油产量归纳于表 1-11-24。

表 1-11-24　子长油田油层数据表

层位	钻遇 (%)	砂油层比			物性			试油	
		砂层厚 (m)	油层厚 (m)	有效层占储集层（%）	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	残余水饱 (%)	日产油 (t)	含水 (%)
长 6_1^1	14.3	9.5	1.6	16.8	9.0	1.34	45.3		
长 6_2^1	28.6	12.4	1.7	13.7	10.3	0.75	43.1		
长 6^2	100	20.7	5.7	27.5	11.0	1.23	38.1	3.6～5.2	55.8～47.8
长 6^3	85.7	17.5	6.3	36.0	11.3	2.03	32.7	5.4	39.3
长 6^4	71.4	12.8	4.0	31.3	11.5	3.52	34.9	7.77	23.1
长 6^5	28.6	10.2	2.1	20.6	11.6	1.46	37.7		
油田		80.1	15.3	19.1	11.2	1.65	35.8	4.3	47.8

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　油气富集主要受岩性控制，岩性粗，物性好，含油亦好。砂、泥岩间互，砂岩体内物性极不均匀，剖面上高低渗透层相间，平面上高低渗透带镶嵌。因此长 6 油层总体上是上倾方向为相变泥岩或致密砂岩形成遮挡，为一典型的岩性油藏。

油层原始地层压力 6.58 兆帕，压力系数 0.84，地饱压差 5.13 兆帕，属低压、低饱和油藏。

(2) 流体性质　地面原油相对密度 0.8466，粘度 7.7 毫帕秒，凝固点 11.9℃、胶质 16.7%，初馏点 76.3℃。地层原油粘度 5.8 毫帕秒，饱和压力 1.45 兆帕，油气比 36.2 立方米／吨。

地层水型为 $CaCl_2$，总矿化度 42400～87600 毫克／升，油藏保存条件好。

5.开发简况

1978 年 8 月开始试采，1984 年逐步投入开发，采用裸眼完井，清水加砂压裂，自然能量驱动抽油生产。到 1988 年底采用井数增加到 224 口，井均日产油 1.42 吨，含水稳定在 50%。

三、延长油田

1.概况

延长油田位于陕西省延长县七里村乡（图 1－1－5），1907 年 4 月根据油气苗钻探，在延 1 井延长组长 6 油层获得工业性油流。1907～1935 年共计钻井 22 口，1935～1952 年钻井 60 口，1953 年正式转入开发，到 1988 年底共钻井 1692 口，取芯井 69 口，取芯进尺 9523 米，岩芯长 6672 米，平均收获率 70.06%。现有采油井 1086 口，井均日产油 0.32 吨，含水 18.0%。

2.构造

延长油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡，西倾在该单斜带的一些小型鼻状背斜上，构造平缓，隆起幅度 5～10 米（图 1－11－17），对油气聚集有一定作用。

3.储集层

油田产层为延长组的长 6 油组，属三角洲水下分流河道沉积。为厚层块状浅灰色细粒长石砂岩与灰黑色泥岩、粉砂质泥岩互层。埋藏深度 60～300 米，厚 100～150 米，含油砂岩厚 45～90 米。进而划分为长 $6^{1\sim5}$ 五个小层，含油以长 6^1 和长 6^3 为主，长 6^2 和长 6^4 仅局部为油层。油层厚度 13.0 米，孔隙度 9.9%，空气渗透率 0.55×10^{-3} 二次方微米。原始含油饱和度 50.4%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　油藏主要为岩性尖灭与低渗透致密砂岩封闭的岩性油藏，无底水。油层原始地层压力 1.01～2.32 兆帕，压力系数 0.82。

(2) 流体性质　地面原油相对密度 0.84，粘度 4.9 毫帕秒，凝固点－2℃，含蜡 14%，含硫 0.1%，水型为 $CaCl_2$，总矿化度 10000 毫克／升。油层保存条件较好。

5.开发简况

延长油田 1953 年正式转入开发，采用 100 米井距的密井网，裸眼完井后，以爆炸有效含油段为主要增产措施，炸后初月产量达 10 吨以上。

近几年采用裸眼完井，清水加砂压裂，压裂后初月产油 20～25 吨。

油田产量增长主要靠增加油井数量，在 1972 年以后油田产量明显提高。

四、甘谷驿油田

1.概况

甘谷驿油田位于陕西省延安市与延长县境内（图 1－1－5）。1960 年在唐 1 井钻探获得工业性油流，1975 年投入开发，到 1988 年底共钻井 913 口，取芯 42 口，取芯进尺 6476.4 米，芯长 6024.3 米，岩芯收获率 93.02%。现有采油井 728 口。

2.构造位置

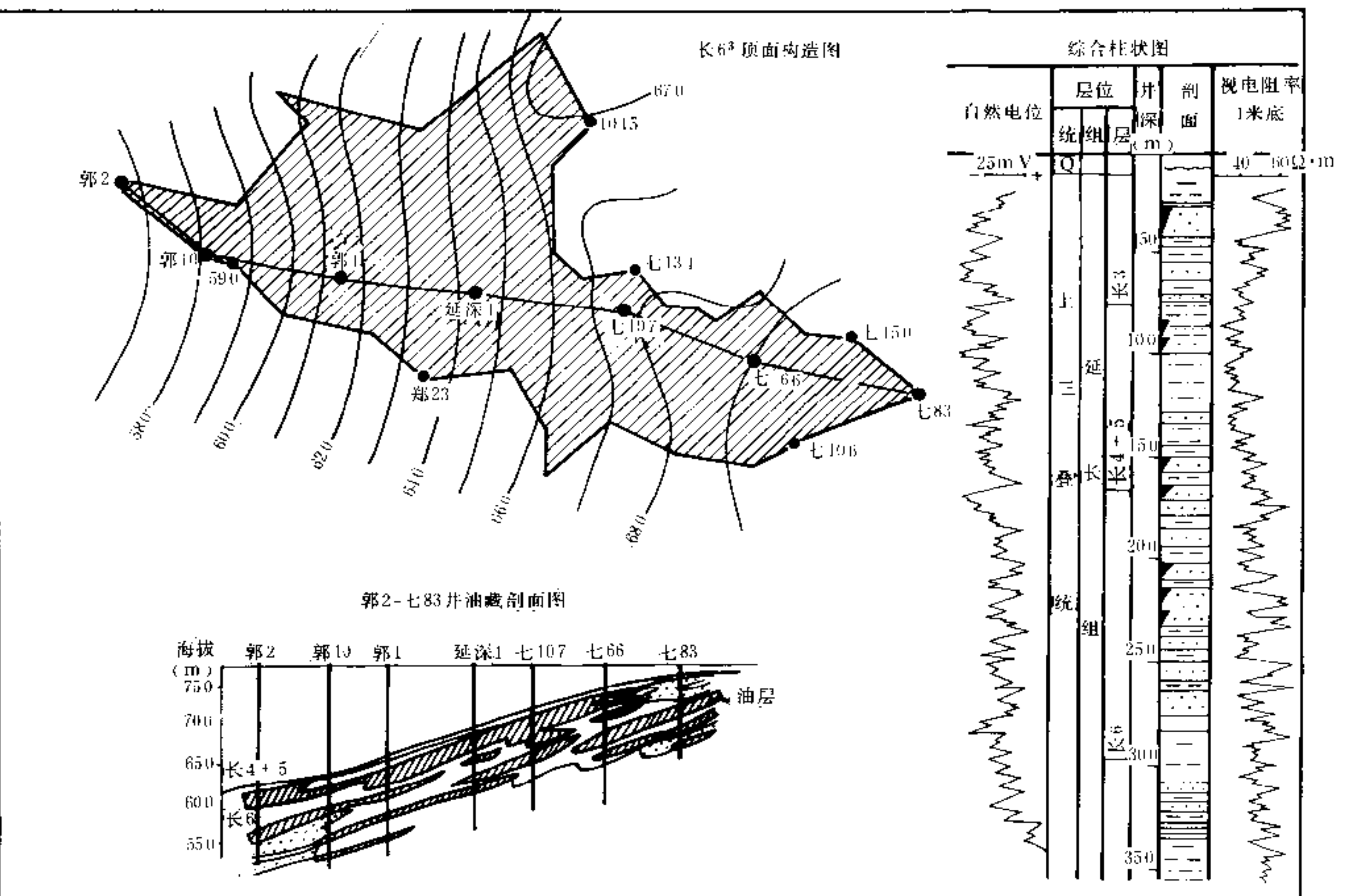


图1-11-17 延长油田综合图

甘谷驿油田位于鄂尔多斯盆地东部陕北斜坡带，是在西倾单斜上发育的低缓鼻状背斜圈闭（图1-11-18）。

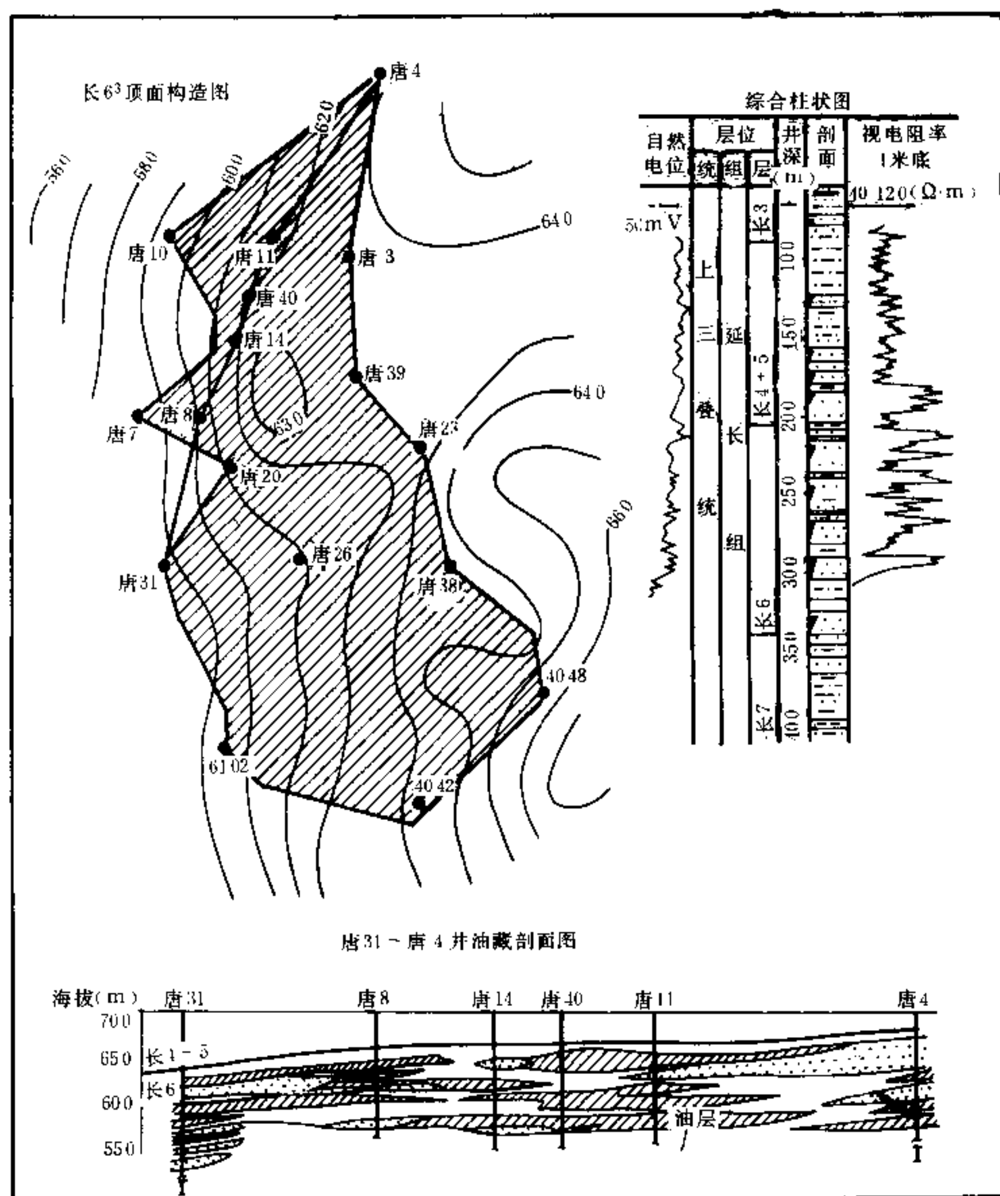


图1-11-18　甘谷驿油田综合图

3.储集层

储油层为延长组的长6油层，埋藏深度150～350米。属三角洲水下分流河道沉积，浅灰色厚层块状细粒长石砂岩夹粉砂岩及粉砂质泥岩。粒径0.1～0.3毫米，次棱角—次圆状，分选中—好。胶结类型以接触式为主，孔隙充填次之，亦见薄膜式。胶结物为绿泥石、方解石及粘土矿物，偶见沸石。由粒间孔隙，溶孔及微孔隙与微细喉道网络沟通的混杂结构类型储集层。油层物性差，平均孔隙度9.5%，空气渗透率0.54×10^{-3}二次方微米，含油饱和度50.3%。

长 6 油层划分为长 $6^{1\sim4}$ 四个小层，以长 $6^{1\sim3}$ 为主，长 6^4 油层分布局限。含油砂层厚 14.8～24.5 米，含油段厚 13.8～19.3 米，有效厚度 12.5 米，压裂后单井试油初日产油 1.2～2.3 吨。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　构造对油气聚集有一定作用，但主要受岩性和物性控制，属岩性油藏，弹性—溶解气驱动。原始地层压力 2.23～3.47 兆帕，压力系数 0.86。

（2）流体性质　地面原油相对密度 0.83，粘度 3.9 毫帕秒，凝固点-6℃，含蜡 12%，含硫 0.06%。地层水型为 $CaCl_2$，总矿化度 10000 毫克／升。

5.开发简况

1975 年投入开发，采用 150 米井距，裸眼完井，清水加砂压裂，井均日产油 0.3～0.5 吨。1988 年采油井达 728 口，井均日产油 0.49 吨，含水 24%。

油井产量低，提高采油量主要靠增加油井投产井数。

五、青化砭油田

1.概况

青化砭油田位于陕西省延安县的青化砭乡（图 1-1-5）。1957 年在砭 1 井获得工业性油流，1967 年投入开发，到 1988 年底共钻井 379 口，取芯 60 口，取芯进尺 11122 米，岩芯长 10019 米，收获率 90.08%。

2.构造位置及圈闭

青化砭油田位于鄂尔多斯盆地东部陕北斜坡带，是在西倾单斜背景上发育的小型鼻状背斜及岩性变化所形成的圈闭（图 1-11-19）上。

3.储集层

产层为延长组的长 2 和长 6 油层。长 2 主要分布在青化砭，埋藏深度 100～300 米，属三角洲平原分流河道沉积，厚层块状中—细粒长石砂岩。油层平均有效厚度 8.7 米，孔隙度 14%，空气渗透率 15×10^{-3} 二次方微米，原始含水饱和度高，初始含水达 59.0%。长 6 主要分布在姚店，埋藏深度 350～550 米，属三角洲水下分流河道沉积，厚层块状细粒长石砂岩，油层平均有效厚度 15.7 米，孔隙度 9.4%，空气渗透率 0.5×10^{-3} 二次方微米，原始含油饱和度 51.0%。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　油气聚集主要受岩性控制，长 2 油层有底水，为弹性水压驱动，原始地层压力 1.32～2.53 兆帕，压力系数 0.89。长 6 油层无边底水，为弹性溶解气驱动。

（2）流体性质　长 2 油层地面原油相对密度 0.84，粘度 6.3 毫帕秒，凝固点 2℃，含蜡 11.6%，含硫 0.4%。长 6 地层原油粘度 3.5 毫帕秒，饱和压力 1.94 兆帕，油气比 30.8 立方米／吨。

5.开发简况

1967 年投入开发，到 1988 年底共有采油井 456 口，开井 274 口，井均日产油 0.51 吨，综合含水 17.0%。

六、永坪油田

1.概况

永坪油田位于陕西省延川县永坪镇（图 1-1-5）。1952 年在永 1 井钻探获得油流，1954 年投入开发。共钻井 836 口，有 73 口井取芯，取芯进尺 5214.96 米，岩芯长 3200.34 米，

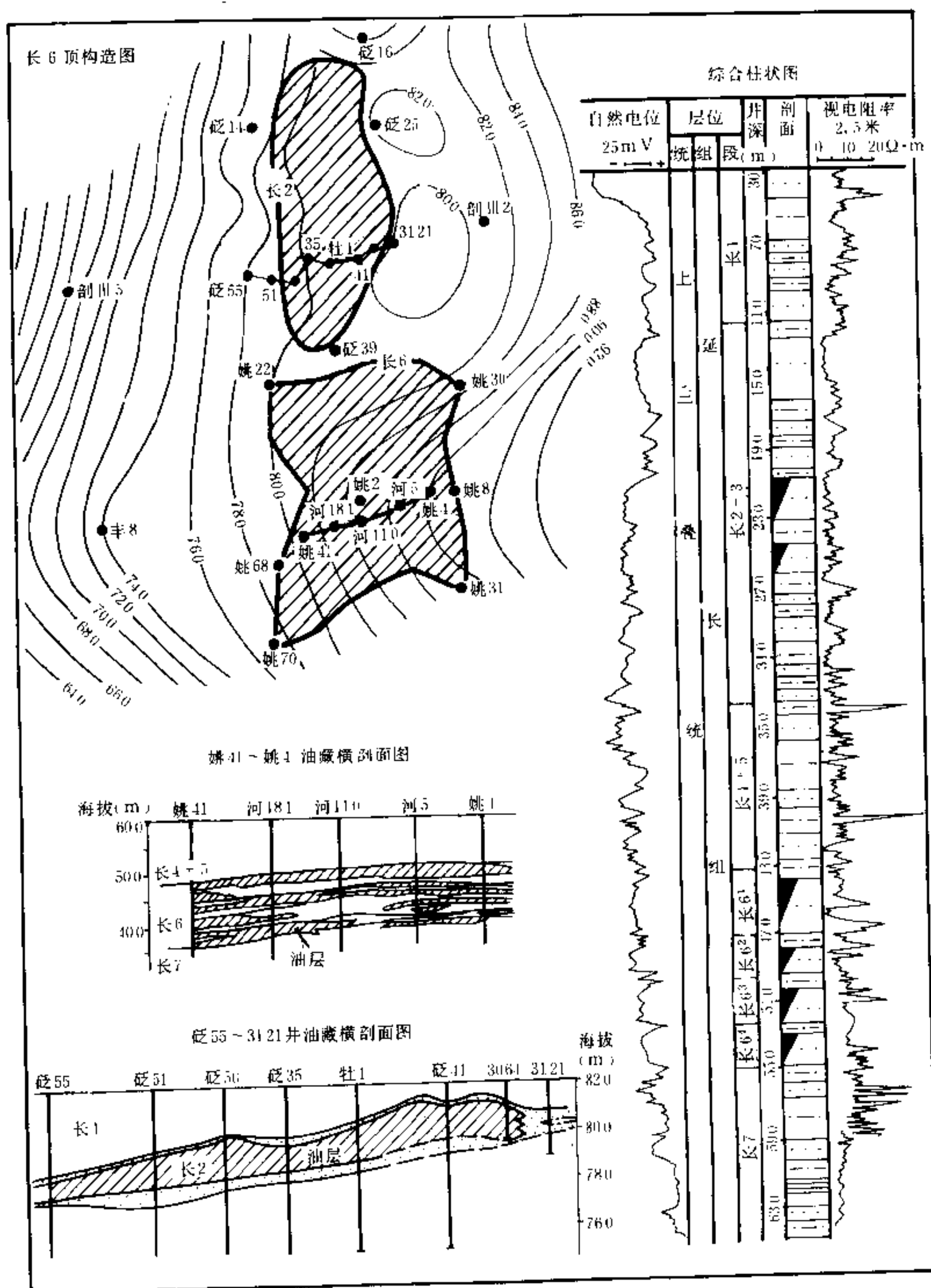


图1-11-19 青化砭油田综合图

收获率 61.37%。

2.构造位置及圈闭

永坪油田位于鄂尔多斯盆地东部陕北斜坡带，所在构造为西倾单斜上的小型鼻状背斜，由上倾方向或侧向岩性变化与构造配合形成圈闭（图 1-11-20）。

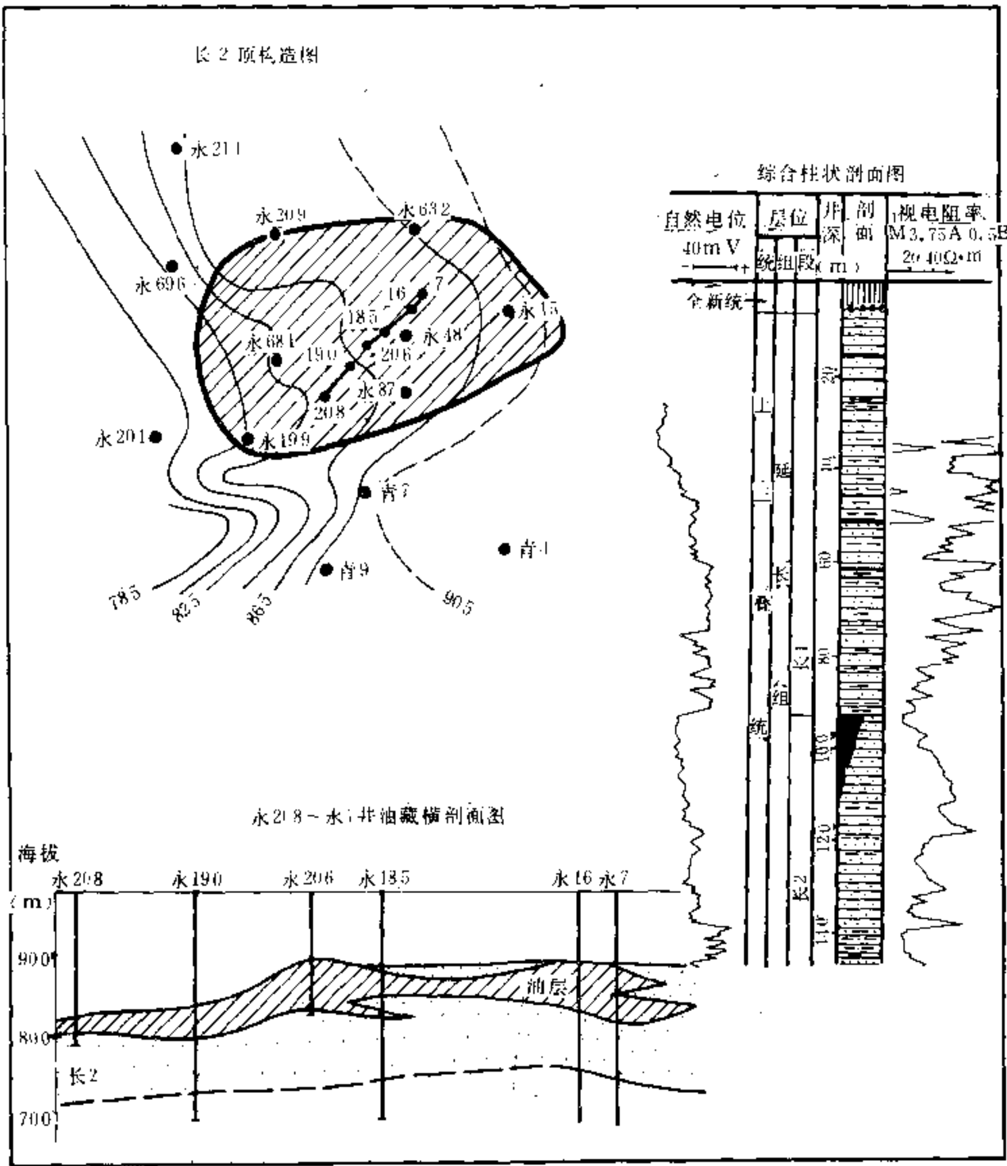


图 1-11-20　永坪油田综合图

3.储集层

产层为延长组长 2 油层，埋藏深度 80～200 米，属三角洲平原分流河道沉积，浅灰—灰白色细粒块状长石砂岩，粒度中值 0.15～0.2 毫米，分选系数 1.3～1.5。次棱角状，充填—接触式，钙、硅质胶结。储集空间为粒间孔隙和长石溶孔，油层平均厚度 7.6 米，孔隙度 13.0%，空气渗透率 6.5×10^{-3} 二次方微米，含油饱和度 40%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　油气圈闭主要受岩性控制，砂层厚约50米，上部含油段10～25米，下部为底水，属弹性—水压驱动。原始地层压力0.5～2.0兆帕，压力系数0.86。

(2) 流体性质　地面原油相对密度0.85，粘度5.5毫帕秒，凝固点-7℃，含蜡12.1%。含硫2.6%。地层水型为$CaCl_2$，总矿化度46000毫克／升。

5.开发简况

油层浅、物性差、含水高，采用50～100米井距，裸眼完井。初期井均日产油0.096吨，含水83.7%，到1974年井均日产油仅为0.034吨，含水82.2%。1975年以后，逐步减少采油井数，到1988年底采油井减少到141口，开井84口，井均日产油0.102吨，含水77%。

七、直罗油田

1.概况

直罗油田位于陕西省富县直罗镇（图1-1-5）。1971年开始钻探，1972年1月在红6井的长2^1油层获得日产油4.3吨，日产水4.9立方米，在葫51井获日产气1322立方米。1975年甩开钻探，到1978年6月钻井120口，其中105口井钻遇油层，试油65口，52口井产油，压裂后井均日产油5.7吨，日产水18.3立方米，平均含水76.3%，8口井产气。取芯井109口，取芯进尺6499.9米，岩芯长5213.5米，平均收获率80.2%。1975年开始试采，1978年在油田东北部开辟了45口井的生产试验区，1979年全面投入开发试验。

2.构造及圈闭

直罗油田位于盆地东部陕北斜坡带，区域构造背景为西倾大单斜，油田在直罗鼻褶群的葫芦河鼻状背斜上（图1-11-21）。

构造隆起幅度15～20米，倾角0.5°。上倾方向遭受剥蚀，其上直接覆盖侏罗系泥岩，两侧为致密砂岩或泥岩所圈闭。

3.储集层

含油层系为延长组的长2^1和长2^2，以长2^2为主，其储量占90.3%。油层顶面埋藏深度600～800米。油层组厚50米，属三角洲分流河道沉积。砂层总厚30米，含油砂层厚5～18米。纵向上由5～14个单砂体组成，其间夹5～12个单层厚度小于1米的致密砂岩，各砂体互有叠加或下切现象，具多期河流摆动沉积的特点。

储集层岩性为浅灰色硬砂质长石细粒砂岩，分选中—好，胶结物含量10～15%，成分以绿泥石、高岭石为主，呈薄膜—孔隙型胶结。微细层理发育，局部可见斜交或垂直裂缝，一般长度小于20厘米，宽1～2毫米，多为方解石或石膏充填，极少穿透层面。常见自生绿泥石、高岭石、方解石等矿物次生加大，使储油性变差，或使孔喉堵塞成为致密砂岩。

储集层以粒间孔隙为主，次为晶间孔隙。孔隙结构细微，平均孔径6～8微米。喉道半径0.11～0.725微米，喉道半径主峰值1.5～3.75微米，喉道半径大于0.1微米的有效孔隙体积占58.5%。油层平均孔隙度17.1%，渗透性差，平均空气渗透率7.3×10^{-3}二次方微米。

油层原始含油饱和度低，油基泥浆取芯饱和度仅42%。据相渗透率曲线和毛细管压力曲线计算油水过渡带高度为44.7米，油藏实际含油高度42.8米，全部处于油水过渡带内。构造高部位油气界面附近含水20～50%，油田边缘含水达90%。

储油层属亲水性，自吸水量达20%，不吸油。临界水饱和度38.5%时油相渗透率0.471。当水饱和度达到64.5%时，油相完全失去流动能力。如以原始含油饱和度42%计

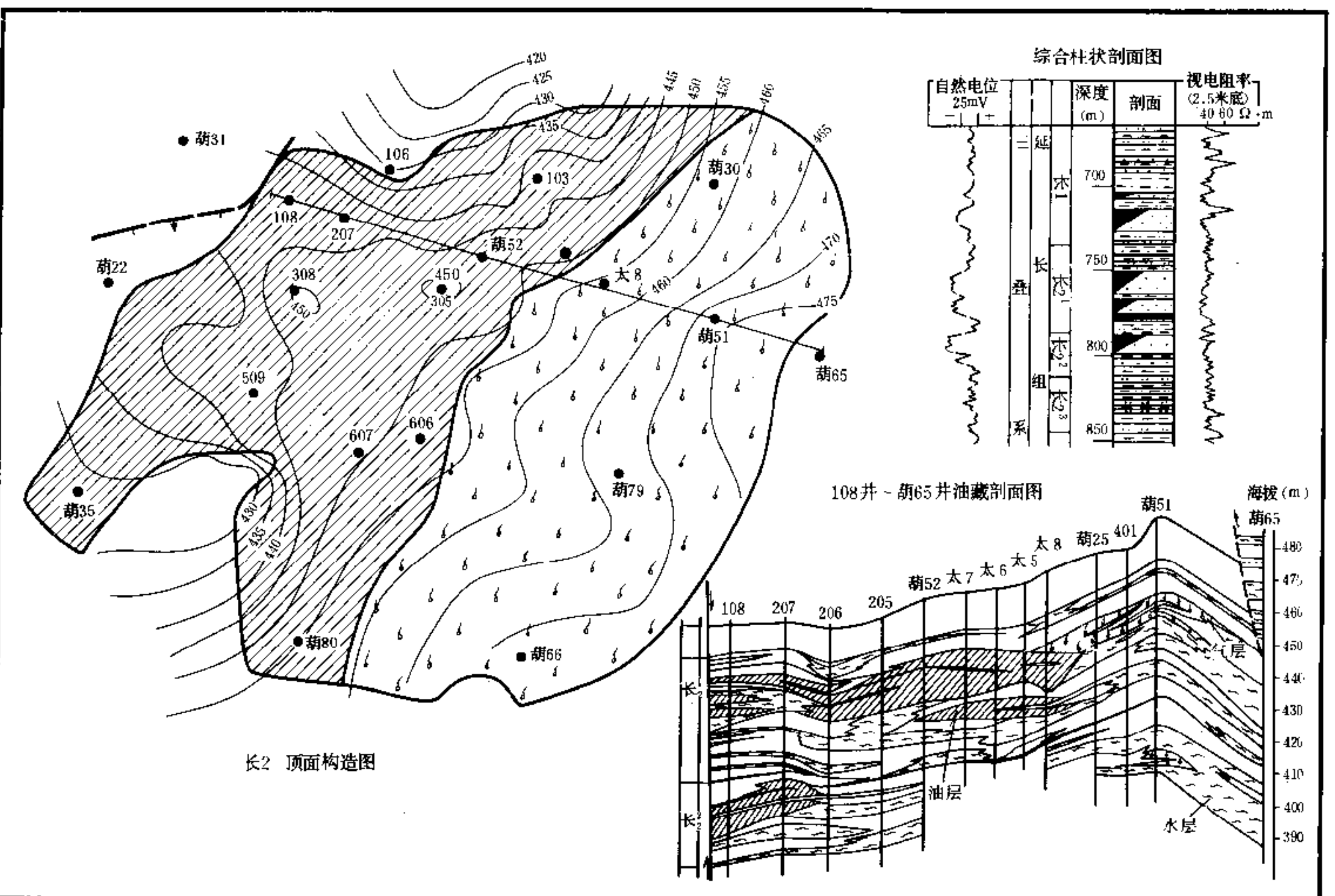


图 1-11-21　直罗油田综合图

算，其中可流动部分仅占15.5%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　油层原始地层压力7.15兆帕，压力系数0.9。底水能量小，以溶解气驱动为主。为亲水性的高含水岩性油藏。

(2) 流体性质　地面原油相对密度0.8490，粘度8.9毫帕秒，凝固点10～28℃，含蜡7.1%，含硫0.128%。地层原油粘度4.6毫帕秒,饱和压力5.17兆帕,油气比38.7立方米／吨。

天然气甲烷含量91.5～96.7%，相对密度0.851。

地层水型为$CaCl_2$，总矿化度50000～70000毫克／升。

5.开发简况

(1) 溶解气驱开采阶段（1974.12～1976.6）　投产油井8口，初期井日产液3.2吨，日产油1.2吨，含水60%。到1976年6月井日产液降为1.6吨，日产油降为0.9吨，含水上升为66%。

(2) 注水开发试验阶段（1976.7～1980.11）　从1976年7月开始注水，先后投注水井4口，进行了三种方式的注水试验。

(3) 不注水开采阶段（1980.12～1985.4）　1980年12月开始停注，含水趋于稳定，地层压力不断下降，降为原始压力的64.2%。井日产能降为0.5吨，日产水平0.4吨。1985年以后停产。

八、下寺湾油田

1.概况

下寺湾油田位于陕西省甘泉县城以西桥镇乡的下寺湾至王坪一带（图1-1-5)。1970年在洛3井见到较好油气显示，1977年钻浅井12口。1976年底集中力量对洛河地区桥镇以东，王坪以西进行整体解剖钻探，至1979年11月共钻井127口。有124口井取芯，取芯进尺6668.1米，岩芯长5695.1米，平均收获率85.4%，试油69口，56口井产油，其中日产油大于8吨的高产井有11口；日产油8～3吨的中产井有25口；日产油3.0～0.4吨的低产井20口，含水普遍较高，一般为30～70%。

2.构造和圈闭

油田区域构造位置位于盆地东部的陕北斜坡，以平缓西倾单斜为背景，在此基础上发育着一些小型鼻状构造，油田区内有梁庄、下寺湾、桥镇等平缓的鼻褶，构造幅度15～25米(图1-11-22)。构造东部上倾方向，因处于侏罗系陕甘古河道部位，主要储集层长2^2遭受侵蚀，充填以侏罗系泥岩，与鼻状构造配合形成圈闭。

3.储集层

储油层为侏罗系延安组的延10、富县组油层及延长组的长1+2油层，主要油层为长2^2。埋藏深度600～800米，为细粒长石砂岩属多期河流迭加的厚层块状砂体。油层厚度2.0～7.8米，平均厚4.9米。物性差，平均孔隙度13.6～15.6%，空气渗透率6.1×10^{-3}～13.6×10^{-3}二次方微米。油水分异差，多为油水同层。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　富县组和延10油藏，因受侏罗系早期古地貌控制，油砂体呈透镜状分布，属岩性油藏，长2油层属三角洲分流河道沉积的复合砂岩体油气圈闭，主要由砂岩体在上倾方向尖灭与物性侧向变差形成，亦主为岩性油藏。

图 1-11-22　下寺湾油田综合图

(2) 流体性质　地面原油相对密度 0.8229～0.8349，属轻质原油。

本油田尚未开发。

九、马家滩油田

1.概况

马家滩油田位于宁夏回族自治区灵武县马家滩乡（图 1-1-5）。1956 年发现重力异常，经 1957 年电法测量和 1958 年地震详查后，1960 年 7 月开始钻探，同年在马深 2 井延长组的长 8 油层获得工业性油流。1965 年开始试采，1971 年投入开发，1974 年 9 月开始注水试验。油田共钻井 94 口，取芯 43 口，取芯进尺 2994.1 米，岩芯长 2498.8 米，平均收获率 83.5%。先后共投入开发井 73 口。

2.构造位置

马家滩油田位于鄂尔多斯盆地西缘冲断带马家滩段的北端，在马家滩背斜中高点。构造轴向近南北，长 6.0 公里，宽约 2.0 公里，闭合高度 170 米，闭合面积约 11 平方公里。构造北窄南宽、西陡东缓、西翼倾角 8°～9°，东翼倾角 4°～5°，境内断层发育，背斜构造被二组断层切割成 10 个断块（图 1-1-23）。

3.储集层

含油层位为延长组的长 8 和长 10 油层，以长 10 为主，埋藏深度 720～870 米。

长 8 油层为上细下粗的正旋回沉积，厚 12 米左右，渗砂岩常显三个小层，厚 3～6 米，分布稳定，连通较好。岩性系硬砂质长石砂岩或长石砂岩，以细粒为主，分选好，颗粒排列大多呈支架状，以粘土质孔隙胶结为主，部分为方解石和绿泥石充填。油层平均孔隙度 15.6%，空气渗透率 15.2×10^{-3} 二次方微米，原始含油饱和度 54%。自然产能低，均需压裂改造才具有工业产量，日产油 0.84～2.5 吨。

长 10 油层由三个大块状砂岩组成，厚 110 米左右、砂层间有 5～13 米的泥质岩相隔。主要产油层为长 10^1 层，长 10^2 层仅构造顶部零星产油，下部为水层。长 10^1 为湖泊相上细下粗的正旋回沉积，中细粒块状长石砂岩，颗粒排列较紧密，多属近镶嵌支架状结构，以孔隙充填为主充填物以泥质为主，次为云母、绿泥石和方解石。砂岩厚 40 米，按沉积韵律又可分为四个分布稳定的连通砂体，其间有 2～6 米厚的致密砂岩相隔。砂体层理发育，以单斜层理为主，次为细波状层理，南部断裂附近裂隙比较发育。油层平均孔隙度 13%，空气渗透率 42.5×10^{-3} 二次方微米，原始含油饱和度 54.0%。单井自然日产能仅 0.84 吨，压裂后日产可达 1.7～5.0 吨。油层亲水，残余油饱和度 30～35%，水驱油效率 42%。

4.油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　主要为背斜构造油藏，长 8 油气界面海拔 629～658 米，油水界面海拔 540～643 米。原始地层压力 6.4 兆帕，压力系数 0.87，地饱压差 2.2 兆帕。具有原生气顶和不活跃边水，断层、裂隙发育，以溶解气驱动为主，长 10 油气界面海拔 556 米，油水界面海拔 523 米。原始地层压力 7.4 兆帕，与长 8 油层属同一压力系统，地饱压差 2.9 兆帕。具底水和原生气顶，断层、裂隙发育，也以溶解气驱动为主。

(2) 流体性质　长 8 油质轻、粘度低、凝固点高；长 10 油质重、粘度高，凝固点低（表 1-11-25）。

天然气是以甲烷为主的干气，甲烷含量 96.7～96.3%，相对密度 0.571。

地层水型长 8 层为 $CaCl_2$，总矿化度 20400 毫克／升；长 10 为 $NaHCO_3$ 和 $CaCl_2$，总矿化度 80000 毫克／升。长 8 比长 10 油气保存条件好。

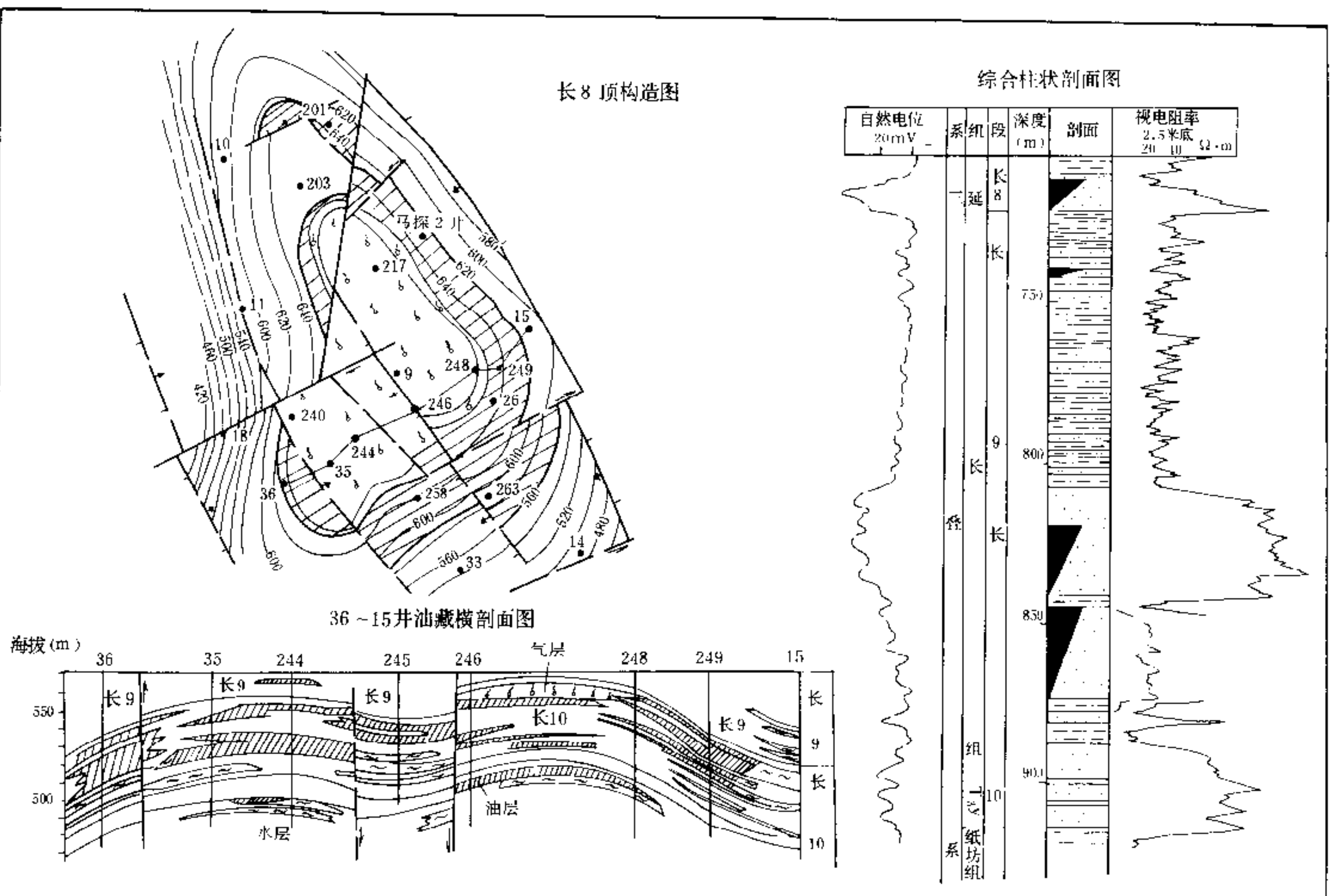


图1-11-23 马家滩油田综合图

表 1-11-25　马家滩油田原油性质表

项目		长 8	长 10
地面	相对密度	0.8695	0.9203
	粘度（mPa·s）	12.7	11.2
	含蜡（%）	12.2	7.3
	含硫（%）	0.07	0.07
	凝固点（℃）	17	-16
	初馏点（℃）	99.5	250
地层	粘度（MPa·s）	8.7	9.4
	饱和压力（MPa）	4.2	4.5
	油气比（m^3/t）	19.8	14.7

5.开发简况

从 1966 年 6 月开始试采，1971 年投入开发至今已经历了 23 年，虽然采用了不同的开发方式和注水方式反复试验，但由于油田地质条件复杂，物性差，初始含水高，开发效果仍然较差。

第三节　上古生界天然气田（藏）

一、刘家庄气藏

1.概况

刘家庄气藏位于宁夏回族自治区灵武县刘家庄（图 1-1-5）。1956 年细测落实构造，1969 年开始钻探，同年 9 月位于构造高部位的刘庆 1 井，在下二叠统下石盒子组及山西组获得工业性气流。共钻井 7 口，取芯进尺 109.1 米，岩芯长 86.0 米，收获率 78.8%。

2.构造

刘家庄气藏位于鄂尔多斯盆地西缘冲断构造带横山堡段与马家滩段交汇处。气藏在一轴向近南北向、西陡东缓的不对称半背斜上。背斜西翼为南北向的逆断层切割，断面东倾，倾角 70°，垂直断距 1300 米，刘家庄构造即为该逆冲断层上盘的正牵引背斜。背斜北部被两条东西向的张性断裂所切割，南升北降，垂直断距 170 米。背斜构造长 8.5 公里，宽 2 公里，闭合面积 17 平方公里，闭合高度 300 米（图 1-11-24）。

3.储集层

产气层为下二叠统下石盒子组及山西组，埋藏深度 900 米。其中，下石盒子组三个气层总厚 21.6 米，岩性为粗砂岩及含砾粗砂岩，分选差，最大孔隙度 18.5%，平均孔隙度为 11.7%，最大渗透率 1599×10^{-3} 二次方微米，平均渗透率为 49.1×10^{-3} 二次方微米。含气饱和度为 76.6%，8 毫米油嘴单层试气日产 4.27～5.79 万立方米。山西组气层厚 3.6 米，岩

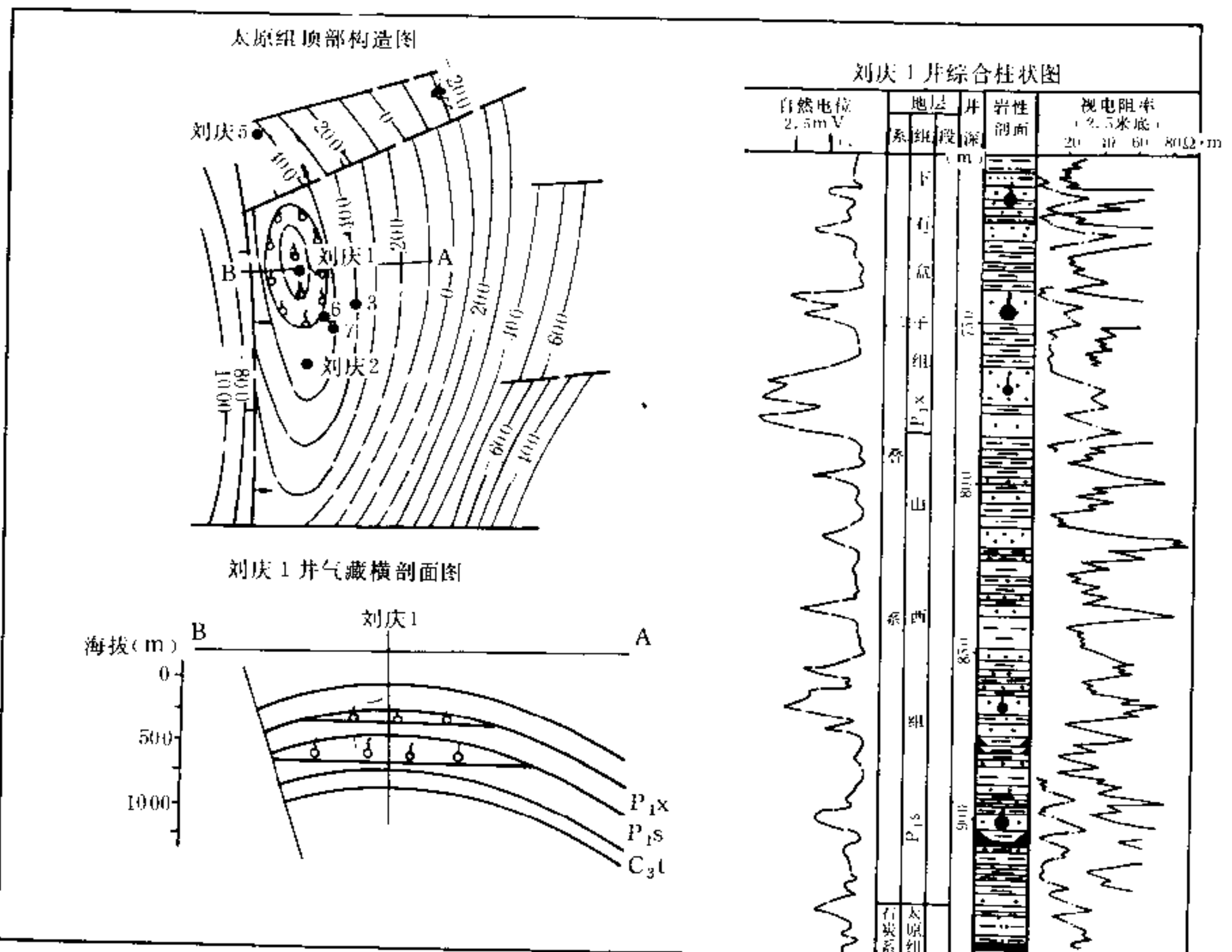


图 1-11-24 刘家庄气藏综合图

性为细—中粒砂岩，日产气 1.0 万立方米。

4.气藏类型及气体性质

(1) 气藏类型　由于北部张性断层的破坏，仅在构造顶部形成气藏。构造低部位的刘庆 2、3、6、7 井下石盒子组均产水，因此属构造边水驱动气藏。

(2) 气体性质　气体组分以甲烷为主，含甲烷 85.7%，含氮 4.0%，相对密度 0.5720。

该气藏尚未进行开发。

二、胜利井气田（藏）

(一) 胜利井气田

1.概况

胜利井气田位于内蒙古自治区鄂托克前旗（图 1–1–5）。1980 年在北断块高点任 4 井的下二叠统下石盒子组及山西组获得工业性气流，1982 和 1986 年在南断块的任 6 井及任 13 井获得工业性气流。共钻井 6 口，取芯井 6 口，取芯进尺 337.7 米，岩芯长 274.5 米，收获率 81.3%。

2.构造及圈闭

胜利井气田位于盆地西缘冲断构造带横山堡段，胜利井构造南端，气田在苏家井—色东逆断层上盘，为一断背斜构造。轴向北北东，长轴 11 公里，短轴 2.2 公里，闭合面积 19.1 平方公里，闭合高度 280～330 米，构造中部为一东西向断层所切割，将构造分为南北两个断块（图 1–11–25）。

3.储集层

储气层为下石盒子组及山西组，埋藏深度 2500 米。北断块岩性为中粒石英砂岩，最大孔隙度 15.0%，平均 12.8%，最大渗透率 3.7×10^{-3} 二次方微米，平均 2.3×10^{-3} 二次方微米，单层试气日产 3.95 万立方米。南断块石盒子组为混粒石英砂岩，最大孔隙度 18.5%，平均 12.9%，最大渗透率 13.2×10^{-3} 二次方微米，平均 2.54×10^{-3} 二次方微米，单层试气压裂后日产气 7.82 万立方米、轻质油 2.37 立方米。任 13 井山西组压裂后日产气 1.98 万立方米、凝析油 0.72 立方米。气层平均厚度 3.6 米，含气饱和度 65.6%。

4.气藏类型及气体性质

(1) 气藏类型　气田北部及西部为断层封闭，东侧及南侧由构造圈闭，属断背斜构造气藏。原始地层压力 18.7 兆帕，压力系数 0.72。

(2) 气体性质　天然气组分以甲烷为主，甲烷含量 74.2～89.7%，乙烷 1.4～4.5%，丙烷 1.1～4.2%，氮气 2～2.9%，相对密度 0.7375。临界压力 4.78 兆帕，临界温度 210.5℃。

(二) 胜利井北气藏

1.概况

胜利井北半背斜气藏位于内蒙古自治区鄂托克前旗（图 1–1–5），1984 年在构造高点以东 400 米处的任 11 井下石盒子组获得高产气流。钻井 3 口，取芯井 3 口，取芯进尺 74.5 米，芯长 62.7 米，岩芯收获率 84.2%。

2.构造及圈闭

胜利井北气藏位于盆地西缘冲断构造带的横山堡段，胜利井构造北部的另一断块上。气藏所在构造为一受逆断层控制的牵引背斜，轴向近南北，长轴 5 公里，短轴 1.3 公里，闭合面积 5.3 平方公里，闭合高度 220 米。构造西翼的苏家井—色东逆断层、断面东倾、倾角 70°，断距在构造中、北部为 160～300 米，向南加大到 525 米（图 1–11–26）。

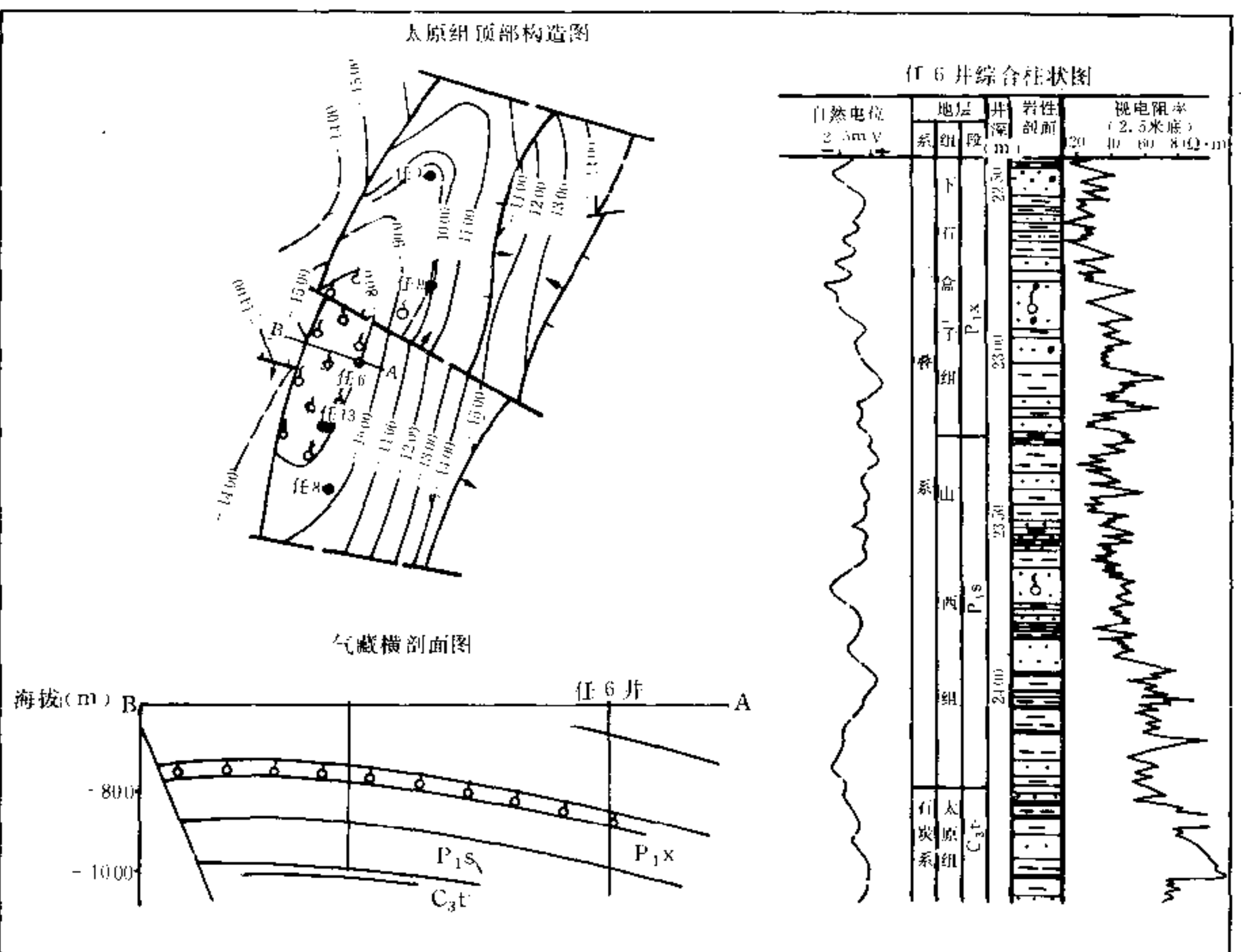


图 1-11-25　胜利井气田综合图

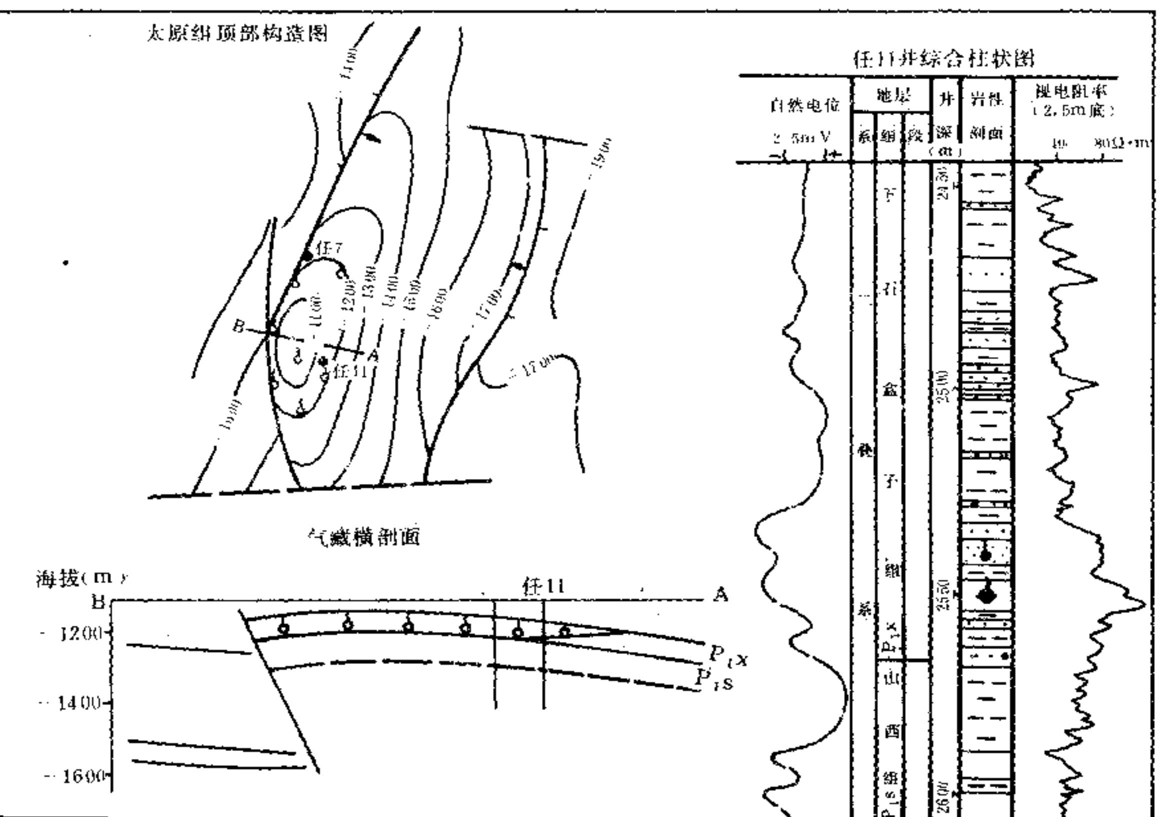


图1-11-26 胜利井北气藏综合图

3.储集层

产气层为下石盒子组，埋藏深度2500米。岩性为含粘土质粗粒硬砂质长石砂岩，最大孔隙度17.1%，平均12.9%，最大渗透率129×10^{-3}二次方微米，平均15.8×10^{-3}二次方微米。储气层厚14.0米，含气饱和度74.0%。盒4层上部两个气层合试求产，日产气27.43万立方米，凝析油1.6立方米。

4.气藏类型及气体性质

（1）气藏类型　气藏主要受背斜构造控制，一侧为断层封闭，属背斜气藏边水驱动。

（2）气体性质　天然气甲烷含量93.9%，相对密度0.5978，属干气。

本气藏尚未进行开发。

三、镇川堡气田

1.概况

镇川堡气田位于陕西省榆林县镇川堡（图1-1-5）。1983年经地震勘探发现构造，1985年开始钻探，同年在镇川1井的下石盒子和山西组获得工业性气流。至1988年底，共完钻探井6口，取芯进尺328.7米，芯长310.9米，岩芯收获率94.6%。已试气4口，日产气1.33～2.58万立方米。

2.构造

镇川堡气田处于盆地东北部的陕北斜坡，麒麟沟隆起带上的镇川堡鼻状构造之上。上石炭统太原组顶面构造为一北陡南缓的不对称鼻状构造，长30公里，宽约15公里，呈北东西南向，并向西南倾没（图1-11-27）。

3.储集层

镇川堡气田已发现下二叠统的下石盒子组、山西组、上石炭统太原组、下奥陶统马家沟组四套含气层系，上部为砂岩、下部为石灰岩。目前在下石盒子、山西组探明7个砂岩气藏（盒5、盒6、盒7、盒8^1、盒8^2、山2^1、山2^2）。主要产气层石盒子组属河流相沉积，厚110～140米，为一套杂基含量很高的岩屑质石英砂岩与岩屑砂岩。石英含量45.7%，长石2.8%，岩屑18.9%，胶结物占31.7%，其中高岭石占7.8%、绿泥石16.5%。山西组属三角洲分流河道沉积，为岩屑质石英砂岩或岩屑砂岩。石英含量54.5%，岩屑12%、胶结物32.2%，其中高岭石占5.2%，水云母占21.0%。储集空间类型多，有高岭石晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、微孔及构造微裂隙等。物性差，平均孔隙度7.37～7.64%，空气渗透率0.49～0.72×10^{-3}二次方微米。气层有效厚度2.6～6.3米，含气饱和度为60～62%。

4.气藏类型及流体性质

（1）气藏类型　该气藏为构造—岩性类型，东北上倾方向为岩性尖灭遮挡，其余三个方向为构造圈闭，无边底水，原始地层压力18.73～21.20兆帕，埋藏深度1993～2210米，压力系数0.94～0.96。

（2）气体性质　天然气含烃量97.8～98.4%，其中甲烷含量92.2～93.7%，相对密度0.5890～0.5997。

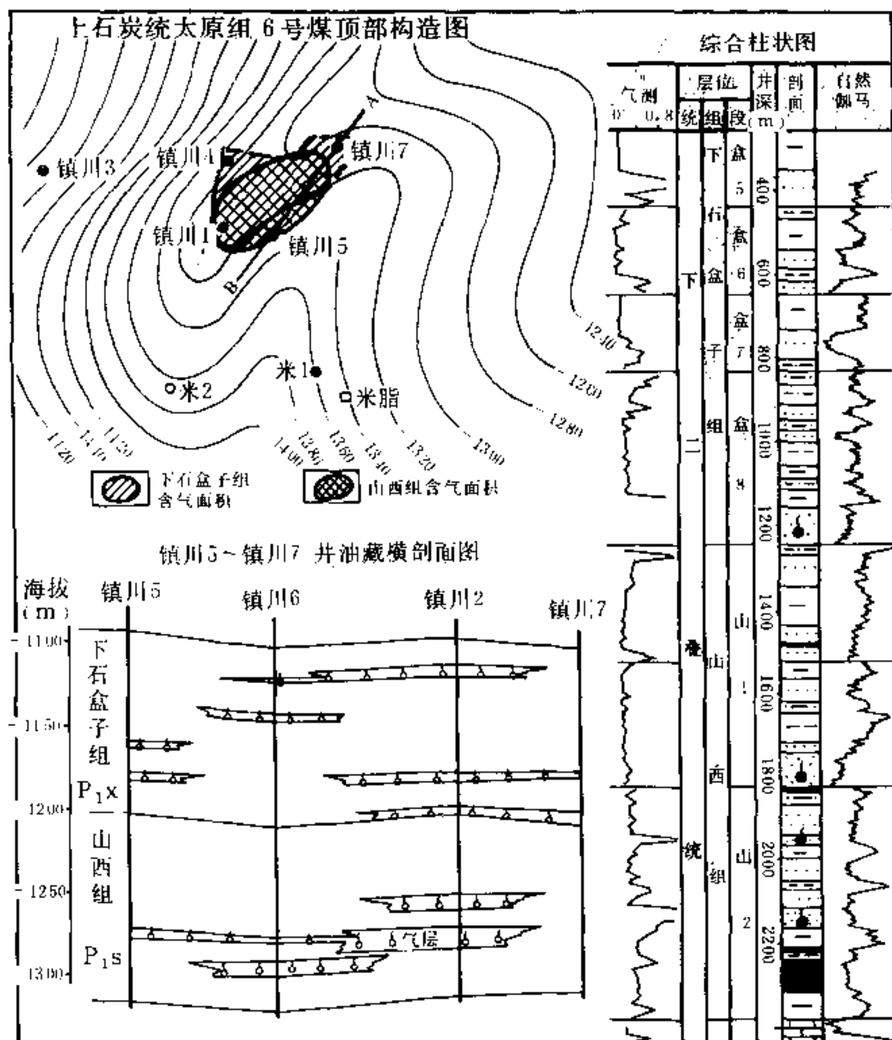


图 1-11-27　镇川堡气田综合图

第十二章　石油地质基本特征及勘探方向

第一节　石油地质基本特征

在前面已经系统的分别叙述了鄂尔多斯盆地石油地质的基本特征及油气藏形成的特殊条件，总的反映出一个大型叠合克拉通盆地的石油地质特点，这是经过近一个世纪的反复实践才逐步认识到的。而叠合克拉通盆地在我国众多的含油气盆地中，经过较充分勘探基本认识清楚的还为数不多。因此进一步归纳总结鄂尔多斯盆地的石油地质基本特征，作为相似盆地油气勘探的参考、深化对本盆地的认识、指出油气勘探的方向，都是十分必要的。

现将鄂尔多斯盆地石油地质基本特征归纳为下列五个方面：

一、本盆地是由不同时代、不同类型沉积盆地叠合的克拉通盆地

在中晚元古代至古生代，鄂尔多斯盆地属于华北陆台的一部分，系华北陆台的西南部，即鄂尔多斯地台。地台的西南缘是与祁连—秦岭地槽相邻的过渡地带，称为台缘坳陷，也称大陆被动边缘。在地台及台缘坳陷中，沉积了槽台过渡型海相碳酸盐岩、碎屑岩，海陆过渡相及纯陆相碎屑岩多旋回沉积建造。中生代早中期，仍在此大地构造背景下，接受内陆湖沼相碎屑岩沉积，晚三叠世鄂尔多斯沉积盆地轮廓已具雏形，至中生代晚期，吕梁隆起形成，出现封闭的台内坳陷，遂与华北盆地分离，形成独立的鄂尔多斯盆地，自此独立接受了中晚中生代及新生代第三、第四纪碎屑岩沉积，叠合在元古代—古生代—中生代早期地台及台缘坳陷之上。

由此可见，鄂尔多斯盆地，在纵向上是中上元古代—古生代地台及台缘坳陷型盆地与以中生代为主的台内坳陷型盆地的叠合，具双层结构。从总体上看二者虽经多次地壳运动，但均未发生强烈的褶皱断裂，是一个完整的沉积体，属典型的克拉通叠合盆地。

二、构造在纵横向上的变异，成为不同油气藏形成的基础

鄂尔多斯盆地，经过加里东、华力西、印支、燕山、喜山等五大构造旋回的变形与改造，在不同部位形成了不同的构造格局，为不同类型油气藏的形成奠定了基础。

下部构造层由中晚元古代至早古生代海相沉积体组成。除具有与上部构造层大体相同的区域构造格局以外，中央古隆起及奥陶系顶面侵蚀岩溶地貌的出现，成为油气藏形成的重要条件。中央古隆起于晚元古代开始形成，分布于定边—靖边—庆阳—环县地区，至寒武奥陶纪，沉积上仍有缺失或变薄现象，见图1–9–25，该古隆起奥陶系顶部，长期风化淋滤形成的岩溶带，就成为油气聚集的有利地带。

在中央古隆起侵蚀残丘之上，上部沉积层形成的披盖构造，也是重要的有利含油气区。

鄂尔多斯盆地上部构造层包括晚古生代至新生代沉积体，因为华力西运动以升降运动为主，前二叠系未遭受显著的改造，其构造变形主要发生在中新生代，而以燕山运动为主，区域构造格局变化较大，现分区说明。

西缘冲断构造带、晋西挠褶带、渭北隆起三个区域构造单元，属于盆地边缘的断褶区，地层变形显著。构造应力以挤压为主，背斜构造成排成带分布，是寻找构造圈闭油气藏的主要地区。

盆地内部的其他构造单元，受挤压应力微弱，地层平缓，以发育披盖、差异压实型构造为主。如伊盟隆起、陕北斜坡、天环坳陷等单元内均有与基底隆起有关的、与侵蚀残丘有关的（包括与古地貌有关的）、与砂岩透镜体有关的差异压实、披盖背斜构造。这类构造形成早，继承性强，面积大，保存条件好，是油气聚集的重要圈闭。

三、沉积的多旋回、多间断形成多套生储盖层组合

鄂尔多斯盆地在漫长的地史进程中，共有十个大的沉积旋回，四次大的沉积间断，形成多套生储盖组合多套含油气层。十个沉积旋回中的四个是海相旋回，六个是陆相旋回。四个海相旋回是：蓟县系、中寒武统张夏组、下奥陶系马家沟组、中上石炭统。在后两套旋回所形成的生储盖组合中，已发现天然气藏。奥陶系储集层为碳酸盐岩，中上石岩统储集层为海陆交替相碳酸盐岩和碎屑岩。六个陆相沉积旋回是：下二叠统山西组—上二叠统石千峰组、中下三叠统至上三叠统延长组、下侏罗统延安组、中侏罗统直罗组—安定组、下白垩统志丹组、新生界第三—第四系。陆相沉积旋回中前四个所形成的生储盖组合，已发现有工业价值的油气藏。除上古生界组合产天然气外，余皆以产油为主。在盆地十个沉积旋回中，已有六个发现了工业价值的油气藏，其余四个旋回中蓟县系、张夏组可望获得天然气；下白垩统与新生界旋回的含油气性，尚须进一步认识。

在盆地地史发展中，有几次对油气聚集非常重要的沉积间断，形成一些混合的生储盖组合，它们是：

蓟县系沉积后的间断，使整个盆地缺失青白口系与广大地区缺失震旦系与下寒武统。蓟县系顶部侵蚀面广泛分布，具有较好的洞缝储集空间。可望以蓟县系藻白云岩为气源岩及储集层，中寒武统碳酸盐岩为盖层，组成一个生储盖组合。

上寒武统凤山组沉积后的间断，广泛缺失下奥陶统冶里、亮甲山组。以张夏组碳酸盐岩的风化淋滤带为储集层，下奥陶统马家沟组底部含泥石灰岩为盖层，形成又一个生储盖组合。

下奥陶统马家沟组沉积后的间断，使广大地区缺失中奥陶统至下石炭统。马家沟组碳酸盐岩长期暴露地表，洞缝发育可作为储集层，气源岩为马家沟组石灰岩及石炭—二叠系煤系，盖层为中上石炭统铝土质泥岩。现已发现的奥陶系气藏属于这个生储盖组合。

上三叠统延长组沉积后的间断，形成了梁峁交叉的古地貌，使延长组生成之油气，沿深切沟谷运移、聚集至其上之侏罗系延安组延 10、延 9 层等储集层中，这是目前盆地南部最主要的生储盖层组合。

以上四个沉积间断面，后两个已获得重要成果，前两个预计也大有勘探潜力。

四、两种储集岩性，各有多种成因的储集孔隙

盆地内储集岩主要有碳酸盐岩及碎屑岩两大类。每一种岩类各具多种不同成因的储集空间。

碳酸盐岩储集层的储集空间类型有四种。

1）白云岩化形成的晶间孔，在次生白云岩及重结晶白云岩中最为发育。盆地内中元古界蓟县系、下古生界中上寒武统、下奥陶统中白云岩均很发育。发育区主要分布在富县—陇县以南，次为环县—平凉—庆阳地区。

2）高能带的亮晶颗粒灰岩，发育粒间孔隙，在藻屑、砂屑、鲕粒灰岩中常见。该类岩性发育于中寒武统、中奥陶统地台边缘浅滩沉积环境，如在盆地西缘及南缘古斜坡部位上广为分布。

3）碳酸盐岩受淡水溶蚀后形成的次生溶蚀孔隙，常见于中、下奥陶统石灰岩中。而喀斯特溶洞溶孔，则发育在奥陶系顶部高断块上，如横山堡双庙、伊盟隆起南部、渭北降起等区。在这些地区钻井中常发生漏失、放空。

4）致密碳酸盐岩分布地区，伴随褶皱断裂也产生了各种构造裂缝，在构造变动强烈的西缘、南缘普遍存在。

碎屑岩的储集空间类型有三种。

1）以石英为主要成分的砂岩，原生粒间孔发育，这是碎屑岩中极为重要的储集空间。如侏罗系延安组延10油层，三叠系延长组长1+2油层、上二叠统下石盒子组及山西组气层，均系此种储集岩；

2）在烃类成熟期排出酸性水、溶蚀长石形成长石溶孔，改善了砂岩的储渗性能。如陕北斜坡安塞油田延长组的长4+5油层，陇东延安组宁陕古河东北侧、庆西古河南段两侧的侏罗系延10油层等；

3）酸性水溶蚀砂岩中的沸石胶结物后形成次生孔隙，主要发育于陕北斜坡的安塞—子长—甘谷驿及延河两侧的延长组长6油层中。

五、地质条件的多变化导致圈闭类型的多样化

鄂尔多斯盆地发育了各式各样的圈闭，在地层受力较强、变形显著的西缘冲断带，背斜圈闭多见，已发现的有李庄子、摆晏井、马家滩等油田及刘家庄、胜利井等气田。在陕北斜坡发育大量的隐蔽圈闭，其中有鼻状构造圈闭如马岭、城华、南梁、元城、大水坑、东红庄、红井子、马坊、油房庄、吴旗等油田；古地貌披盖圈闭及岩性圈闭有直罗、下寺湾、安塞等油田；靖边—横山一带的奥陶系风化壳气藏也属此类。根据盆地发育史及沉积特征推断，尚有可能发育多种构造—地层及非常规圈闭，为盆地油气藏的形成提供了有利条件。今后，在鄂尔多斯叠合克拉通盆地内进行油气勘探，要把隐蔽圈闭作为重要勘探对象，才能不断拓展油气勘探领域。

第二节　勘 探 方 向

一、重点开拓古生界天然气勘探

1.古生界气藏形成基本条件

（1）两套气源岩　下古生界腐泥型及上古生界煤系腐植型两套气源岩，其资源量大，在全国总资源量中占有相当的比例，有形成大气田的雄厚物质基础。目前来看，定边—靖边—绥德—榆林—神木地区最有利。

（2）有大型古隆起存在　盆地中央古隆起是一个继承性的隆起，这是盆地中部天然气富集的重要条件。

古隆起面积5万平方公里，南北走向，不对称，西陡东缓，西侧急骤下倾是一古大陆斜坡，各期沉积西厚东薄，向隆起顶部超覆。东侧为开阔缓坡，属碳酸盐岩台地相区；南侧下倾接北秦岭早古生代海槽；北面呈北东向，向横山方向倾没。中央古隆起又可划分为西侧陡坡，东侧缓坡，南面斜坡和北部倾斜端四个单元。

中央古隆起开始发育于中元古代，一直延续到中石炭世，各时代地层由西、东及南三个方向向隆起超覆或尖灭。超覆的地层有：中上元古界、中寒武统、下奥陶统上部、中上石炭统；尖灭缺失的地层有：下寒武统、上寒武—下奥陶统下部，中奥陶统—下石炭统。自晚石

炭世至早白垩世，古隆起逐步变为负向构造单元，并在三叠、侏罗纪盆地南部出现沉积凹陷，早白垩世，全盆地成为统一的坳陷，古隆起完全消失。

沿古隆起东西两侧存在着南北向的沉积枢纽带，西侧由浅海碳酸盐岩沉积体系迅速过渡为大陆斜坡沉积体系，预测有礁和滩相沉积；东侧始终为碳酸盐岩台地浅水沉积区，发育局限海和膏云岩坪。颗粒白云岩和含膏白云岩广泛分布，这种容易被溶蚀的岩层，形成了古隆起东北端奥陶系风化壳主要储集层。

在古隆起的东侧有一个前石炭纪侵蚀谷，在此谷内缺失马家沟组上部地层，侵蚀谷西侧紧靠靖边—横山潜台，谷内为中石炭统铝土质岩铺盖，使潜台上倾方向有区域性遮挡，形成靖边—横山地区天然气大面积的圈闭。

(3) 岩性—地层气藏是本区大型天然气藏的主要类型　鄂尔多斯盆地区域构造为西倾单斜，盆地内尚未发现面积大于 50 平方公里，幅度大于 150 米的构造圈闭。这种特点就必然使得寻找高产大气田有赖于地层和岩性圈闭，目前靖边—横山富气区就是一个由奥陶系顶面的侵蚀谷地与残丘潜台搭配形成地层型圈闭气藏（图 1-12-1）。一切小型的上覆层的披覆构造，差异压实构造等，对上古生界天然气富集也有重要作用，如镇川堡—佳县鼻状构造、子洲鼻状构造以及刀兔构造，上古生界可形成构造—岩性气藏。

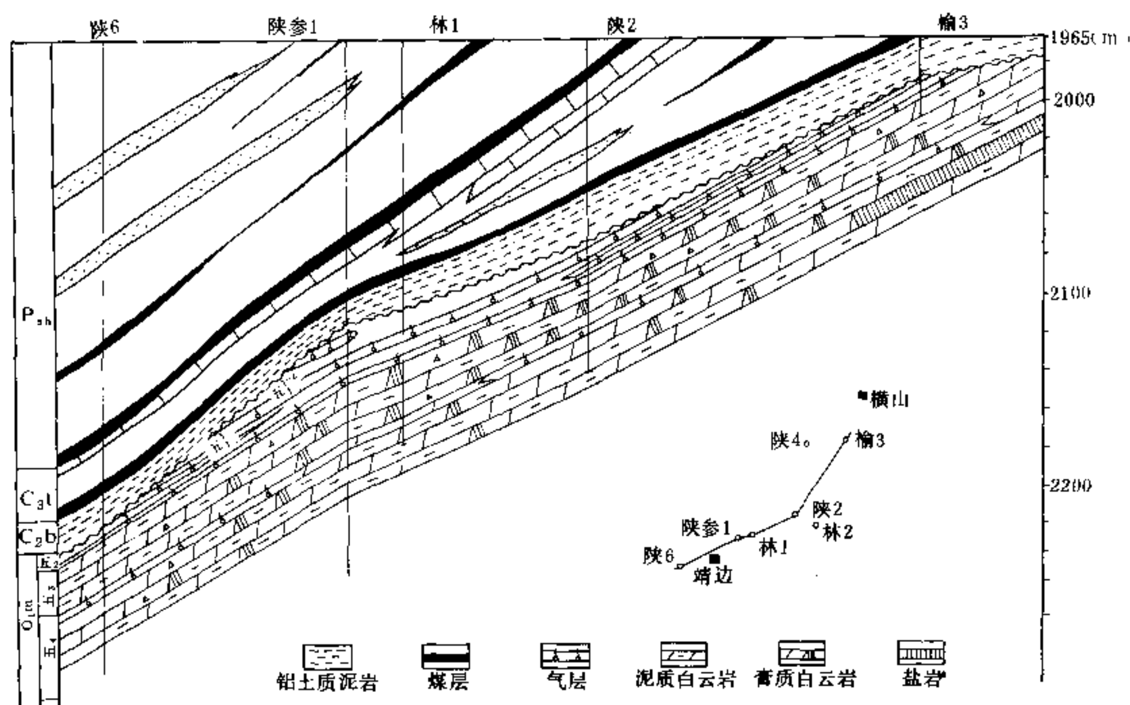


图 1-12-1　靖边—横山地区奥陶系风化壳气藏剖面图

(4) 储集层发育

1) 奥陶系储集层。奥陶系顶部风化壳储集层，分布遍及全盆地，在中央古隆起区，可分为四个储集层组，10 个产气层。主要属碳酸盐岩溶孔型，这是由于以下原因：

①原岩性质好，主要为粉细晶白云岩，粒屑云岩和膏溶角砾岩，泥质含量小于 5%，厚度大，分布广，在淡水条件下易形成岩溶孔隙。

②孔隙类型主要为晶间孔、晶间溶孔和溶洞。晶间孔，孔径 3～5 微米，最大可达 15 微米，面孔率 3～5%，晶间、粒间溶孔孔径 5～300 微米，面孔率 3～5%，最高可至 10%。溶孔孔径 3～5 毫米，最大者 34×50 毫米，岩芯铸体薄片孔洞发育处每平方厘米 26 个、一般每平方厘米 7～18 个，最发育者呈蜂窝状，如陕参 1 井。

除上述类型孔隙外，还有裂缝，在岩芯观察中见半充填或无充填的缝达 35.1 条／米，裂缝沟通孔洞，是富集高产的重要因素。

③靖边—横山地区根据资料分析，孔隙结构有两种，一种是裂缝—溶孔型，以发育溶孔、晶间溶孔、膏模孔等为特征，其中溶孔占孔隙总量 80%以上。根据本区 15 口井奥陶系顶部碳酸盐岩之岩芯物性分析，孔隙度 1.12～15%，平均 4.68%，渗透率 $<0.01\times10^{-3}$～134.78×10^{-3} 二次方微米，平均 10×10^{-3} 二次方微米。是本区最佳储集层；另一种是似孔隙型，以晶间孔、晶间溶孔为主，面孔率可达 15%，平均孔隙度 6.04%，渗透率 5.53×10^{-3} 二次方微米。

④储集层有一定厚度。区内风化壳厚度 60～80 米，单井气层平均厚度 14.2 米。

2）上古生界碎屑岩储集层。在盆地东部具有多物源、多沉积类型和多储集层的特点。据分析，石炭系物源来自北西，主要大量供给石英砂，沿岸线分布沙坝砂体。从山西组开始，以河流沉积为主，大量的河流相砂体在绥德—榆林—神木地区呈北东、北北东向展布。处于河流下游的绥德地区，多分支河流，砂体埋藏较深，成岩作用较强，物性较差；处于河流上游方向的神木地区主要为辫状河和曲流河，砂岩较粗，埋藏较浅，成岩作用相对较弱，物性相对较好。如神 1 井石盒子组、山西组等砂层厚度明显变大，粒度变粗，胶结疏松。由于这种砂体的走向与区域构造倾斜方向斜交或垂直，在上倾方向普遍存在相变遮挡，因而极有利于捕集天然气，形成广泛分布的多层叠置的复合型储集层。

3）上古生界石灰岩储集层。石炭系太原组石灰岩是盆地东部值得重视的储集层，裂隙发育、有形成高产条件。太原组石灰岩为含陆屑的生物碎屑泥晶灰岩，厚 10～35 米，孔隙度平均不足 2%，渗透率小于 0.1×10^{-3} 二次方微米，但微裂隙发育，属裂缝型储集层，已在洲 2、洲 3 井、镇川 11 井等试出工业性气流，洲 3、镇川 11 井单井日产气 10 万立方米。太原组石灰岩是盆地东部复合含气区的主要产层之一。

2.勘探领域

勘探领域众多，寻找大气田的目标大体明确。

1）盆地中部古隆起北端东侧缓坡靖边—横山地区是目前勘探奥陶系风化壳大气田的主要地区。

到 1991 年 7 月底止，靖边—横山地区已完钻 26 口井，各井录井在奥陶系风化壳都有含气显示，据 20 口井统计溶蚀段平均长 85.3 米，平均单井气层厚度 14.2 米，已有 16 口井获工业性气流，畅流日产气 3.2～126 万立方米，单井平均 31.2 万立方米。此外有 12 口井在上古生界山西组与下石盒子组，电测解释有气层 16 层，总厚 128 米。

本区具有大气田有利的形成条件，奥陶系风化壳呈潜台地貌，马五段上部在区域上广泛发育碳酸盐岩溶孔型储集层。

潜台呈朵状，面积 2400 平方公里，东北侧侵蚀谷充填中石炭统铝土层，形成上倾方向遮挡，资源丰富。本区气层埋藏深度适中，约 3200～3500 米，地形条件较好，施工便利，可以充分发挥地震作用。显然，本区应为天然气勘探的主要地区。

本区有利条件有四：一是奥陶系风化壳相带有利：云坪相带宽阔。二是构造有利：处于

古隆起东侧。三是储集层有利：风化壳较厚、古岩溶发育。四是区域盖层有利：石炭系底部铝土质泥岩厚3～15米，封闭性能好。

2）立足盆地中部中央古隆起，兼顾盆地东部、北部和西部；立足下古兼顾上古；立足奥陶系风化壳，兼顾深层。

盆地东部陕北斜坡，范围约4万平方公里，上下古生界可以兼顾，具有低渗透、低丰度，多层系，复合连片的含气特点。

盆地北部伊盟隆起南坡，范围近4万平方公里，应从弧型构造入手，寻找大尖灭、大砂体、大潜丘气藏。

盆地西部范围约3万平方公里，其有利条件一是局部构造明显，二是天1井在奥陶系曾获得高产气流，三是奥陶系下部热溶发育，白云岩物性变好。

盆地东部绥德—榆林地区是勘探上古生界复合气藏的地区。经过几年的勘探，对区域天然气藏形成的条件基本查清，目前已控制子洲、镇川堡两个气藏和佳县有利含气区。具多层复合大面积含气的特点，石炭系太原组发现高产，本溪组含气层在佳县地区分布较广。气藏受构造和岩性的控制，石炭系滨岸沙坝和二叠系河流相砂体呈北北东、北东向展布，与构造走向斜交，有利于天然气遮挡，形成构造—岩性型气藏。

黄河以东紫金山一带地震发现兔坂构造，地面化探详查发现有百余平方公里环状异常，是天然气勘探新领域。此区目的层埋藏浅，小于2000米。

3）榆林—神木地区是勘探上下古生界复合含气藏最有利地区。

刀兔构造上的神1井，在石盒子组、山西组、太原组、本溪组见到较好的含气显示，其特点是层位多，气层厚度大，含气显示好，碳酸盐岩孔洞发育，全井有五个含气层位21段含气显示，累计厚度为64.3米。上古生界含气岩性为灰白色粗砂岩—砾状粗砂岩、含砾粗砂岩。胶结疏松，据石盒子组14块样品的资料，孔隙度最大11.7%，平均8.91%，渗透率最大1.22×10^{-3}二次方微米，平均0.1×10^{-3}二次方微米。奥陶系含气层岩性为浅灰色白云岩，孔洞、裂缝都比较发育，多未充填和半充填。推测其东南和以东地区的有类似靖边—横山地区的岩溶条件，同属岩溶潜台，其东侧也有侵蚀谷分布，为石炭系充填铺盖。

因此，本区是扩大领域，勘探上下古生界复合气藏的重要目标，有可能向西南与靖边—横山岩溶潜台连为一体。

4）定边—召皇庙地区是继靖边—横山区西延的勘探奥陶系风化壳岩溶潜台的有利区。

在构造位置上同属古隆起北端，具有相类似的天然气藏形成条件。经地震勘探发现有召皇庙、郝滩等平缓构造，地表化探发现郝滩北双层环状结构综合异常，内环控制面积约40平方公里，其西侧为沉积的枢纽带，华北海和祁连海在该处汇合，沉积环境总面貌上处于滨岸带和滨浅海带，膏云岩坪和风暴沉积比较发育。有利于形成孔隙型碳酸盐岩储集层。据研究，在郝滩东也可能存在一侵蚀谷将靖边—横山潜台分隔。这一侵蚀谷将起到定边—召皇庙区上倾方向天然气遮挡的作用，而形成定边—召皇庙岩溶气藏。

此区目的层埋深3500～3800米，地表条件较好，便于施工。正在钻进的城川1井，已在奥陶系风化壳见到好的含气显示，说明此区也大有希望。

二、积极开展中生界石油勘探

盆地中南部已找到23个油田。产出层系为上三叠统延长组与下侏罗统延安组。陕北的安塞油田、南泥湾油田与陇东的樊家川油田都是近几年的勘探成果，今后勘探方向应是：

1）陇东地区环县以西的延长组水下扇砂体油层是近期勘探重点，如长6～7砂体发育，

分布广、厚度大、岩性好，以中粗砂岩为主；物性好，孔隙度15.5～16.5%，渗透率$9.94\times10^{-3}\sim13.23\times10^{-3}$二次方微米，已见到好的含油显示。华池一带的长$_3^3$是三角洲前缘朵状砂体，已有4口井见油，是延长组的富集区块，砂岩疏松，分选好，分布广。

上三叠统延长组应根据三角洲砂体储集层低渗透特点，追踪压力释放区和次生孔隙发育带，在环县—华池—庆阳及吴旗—志丹以北地区加强勘探，侏罗系延安组实行精细勘探，以姬塬东南缘为重点，进一步扩大古地貌油藏勘探范围。

2）陇东姬塬高地东南斜坡，位甘陕古河谷北岸，残丘、指状丘等古地貌发育，已先后找到元城，樊家川等侏系油田与樊101井和庆64井等出油点。预测八珠、白马、桥川南、庆59井区都是有利区块。

参 考 文 献

申力生等，1984，中国石油工业发展史，第1卷，石油工业出版社。
申力生等，1988，中国石油工业发展史，第2卷，石油工业出版社。
孙肇才等，1974，陕甘宁盆地石油地质普查总结报告，地质出版社。
李国玉等，1988，中国含油气盆地图集，石油工业出版社。
李克勤，1985，最佳成油配置与低渗油层找油，石油勘探与开发，第四期。
张传淦，1957，鄂尔多斯地台石油地质勘探总结报告，石油工业出版社。
张传淦，1959，石油地质报告集，石油工业出版社。
高维亮等，1988，中国石油地质志，第5卷，石油工业出版社。

第二篇　外 围 盆 地

第一章 河套盆地❶

第一节 概　况

河套盆地位于东经106°～112°，北纬39°20′～41°20′之间，北邻阴山山脉，南接鄂尔多斯盆地。东西长600公里，南北宽30～90公里，面积约4万平方公里，是一个中新生代的坳断盆地。盆地基底为前寒武系变质岩，盆地内沉积岩为下白垩统、第三系及第四系，沉积岩厚3000～15000米。

早在50年代和60年代，石油工业部及地质矿产部曾对盆地进行过重、磁力普查，作过3条电测深剖面及少量地震测线，已钻井深1200米左右的浅井3口。1979年底，石油工业部长庆石油勘探局开始对盆地进行综合勘探。到1985年底，共完成地震剖面12209.4公里，其中临河坳陷及呼和坳陷大部分地区地震勘探达到普查程度，部分地区可达详查程度。吉兰泰坳陷和乌前坳陷尚处于概查阶段。盆地内共钻各类探井10口，计临河坳陷7口（临探1井，临深1、2、3、4、5、6井），呼和坳陷2口（毕探1井、呼参1井），吉兰泰坳陷1口（吉参1井），一般完钻井深3000～4000米，最深的临深3井达5755.72米（图2-1-1）。钻探结果在下第三系渐新统见含油显示。并在临深2井下第三系渐新统、临深3井下白垩统获少量原油。各井钻探情况参见表2-1-1。

第二节 地　层

盆地内主要沉积岩为下白垩统及新生界第三系、第四系（表2-1-2）。

一、中生界下白垩统固阳组

以紫红、棕红色泥岩为主，夹同色细砂岩。中上部夹深灰、黑灰色泥岩、灰色粉细砂岩或泥灰岩，底为不等粒砂岩及杂色砾岩。下与前寒武系为不整合接触。厚527米。

本组含蕨类植物孢子：*Lygodiumsporites* 光面海金沙孢，*Lygodioisporites* 瘤面海金沙孢，*Cicatricosisporites* 无突肋纹孢等；裸子植物花粉有：*Classopollis* 环沟粉属，*Jiaohepoillis* 蛟河粉属，*Parvisaccites* 微囊粉属，*Piceaepollenites* 云杉粉属，*Piceites* 拟云粉属，*Protoconifera* 原始松柏粉属。

二、新生界下第三系

1.始新统乌拉特组

棕红、灰绿、灰色细砂岩及粉砂岩，与棕紫、灰绿色泥岩的互层。夹多层白云岩、泥灰岩、泥云岩及薄层砂质灰岩。底为褐棕、棕红色砾岩、砾状砂岩。下与下白垩统固阳组为假整合接触。厚度736米。

本组含被子植物花粉：*Ulmipollenites* 榆粉，*Betulaceoipollenites* 桦粉，*Triatriporites* 三孔庭粉，*Tricoeporopollenites* 三孔沟粉，*Querocoidites* 栎粉；裸子植物花粉：*Pinuspollenites*

❶郭忠铭，1984，河套盆地成油地质条件及早期资源评价。

表 2-1-1 河套盆地钻探简况表

井号	临深1井		井号	临探1井		井号	临深2井	
井位	民族背斜高点		井位	乌兰图克背斜顶部		井位	民族背斜顶部	
完钻深度(m)	5269.34		完钻深度(m)	3679.65		完钻深度(m)	3812.52	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	911	904.3	全新统	93.5	90.05	全新统	55	51.53
上新统	2538	1627.0	更新统	1010	916.5	更新统	912	857.0
中新统	3514	976.0	上新统	3398	2388	上新统	2562	1650.0
渐新统	4392.5	878.5	中新统	3679.65	281.65	中新统	3543.5	981.5
始新统	4619	226.5				渐新统	3812.5	269.02
下白垩统	5119	500.0						
元古界	5269.34	150.34				油气显示		
						层位	深度(m)	类别
油气显示			油气显示			渐新统	3587.5~3589.5	斑状
层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别	渐新统	3614.5~3616	斑状
渐新统	3670~3671.92	油迹		无		渐新统	3714.25~3725.5	斑状
渐新统	3702.5~3703.33	油斑				渐新统	3727.5~3735.25	斑状
渐新统	3721~3724.64	油迹				渐新统	3746~3749.0	微、不均匀
渐新统	3896~3897	荧光				渐新统	3778.75~3786.88	斑、微
渐新统	3930~3931.5	油斑				试油结果		
						层位	深度(m)	结果
试油结果			试油结果			渐新统	3587.4~3588.4	产水
层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果	渐新统	3614.8~3617	产水
		未试			未试	渐新统	3712.6~3732.4	产少量水
						渐新统	3778.4~3789	产水见油花
						渐新统	3746~3789	产水带原油200g

续表

井号	临深3井		井号	临深4井		井号	临深5井	
井位	临河鼻状背斜轴部		井位	临南断鼻高断位		井位	复兴断鼻构造高点	
完钻深度(m)	5755.715		完钻深度(m)	4360.829		完钻深度(m)	3803.34	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
全更新统	956	956	第四系	758	758	全新统	55	51.47
上新统	2797	1841.0	上新统	1738	980	更新统	550	495
中新统	3921	1124.0	中新统	2597	859	上新统	1387	837
渐新统	4927	1006.0	渐新统	3402	805	中新统	2369	982
古始新统	5182.5	255.5	始新统	3769	367.0	渐新统	2852	483
下白垩统	5710	527.5	下白垩统	4285.5	516.5	始新统	3024	172
前寒武系	5755.715	45.715	前寒武统	4360.829	75.328	下白垩统	3803.34	779.34
油气显示			油气显示			油气显示		
层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别
下白垩统	5463~5466.29	可疑油层	渐新统	2915~2917.6	油迹		无	
			渐新统	3980.5~3980.86	油迹			
试油结果			试油结果			试油结果		
层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果
下白垩统	5463~5515.8	试油不彻底,排液中见原油,累积排液量147.47m^3,其中原油24.84m^3,占16.8%			未试			未试

续表

井号	临深6井		井号	呼参1井	
井位	四义堂断背斜		井位	呼和坳陷芦花梁鼻状背斜	
完钻深度(m)	3806.0		完钻深度(m)	4239.17	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	1249	1245	第四系	1383	1383
上新统	2479	1230	上新统	2507	1124
中新统	3806	1327	中新统	3210	703
			渐新统	3825	615
			始新统	4041	216
			下白垩统	4239.17	198.17
油气显示					
层位	深度(m)	类别	油气显示		
	无		层位	深度(m)	类别
				无	
试油结果					
层位	深度(m)	结果			
		未试			

续表

井号	毕探1井		井号	吉参1井	
井位	率克齐半背斜		井位	吉兰泰坳陷航磁局部隆起附近	
完钻深度(m)	3610.52		完钻深度(m)	3217.41	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	600	593.3	第四系	265	261.5
上新统	1137	537	上第三系	1147	882
中新统	1414	277	下第三系	2052	905
渐新统	1870	156	下白垩统	3177	1125
始新统	2160	290	下元古界	3217.41	40.41
古新统	2306	146			
上白垩系	3540	1234			
前白垩系	3610.52	70.52			
油气显示			油气显示		
层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别
	无			无	
试油结果			试油结果		
层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果
		未试			未试

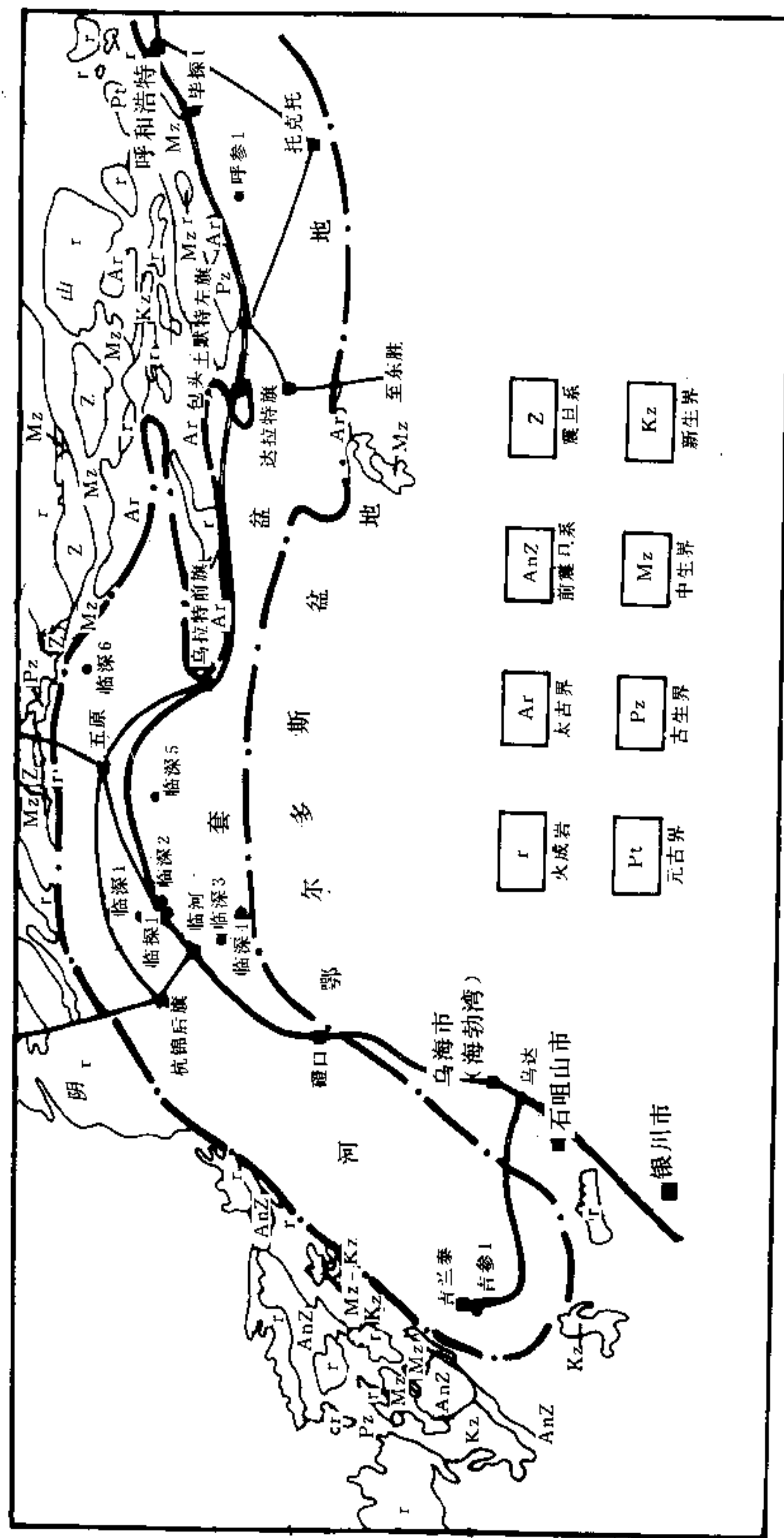


图2-1-1 河套盆地位置图

表 2-1-2 河套盆地临河坳陷地层表

地层 界	时代 系	统	组	厚度(m) 地震反射层	岩性特征	生物化石
新生界	第四系			T_1	黄灰、浅棕红色粘土、砂质粘土	
	上第三系	上新统	乌兰图克组	837~2388 T_3	棕红、紫红色泥岩与棕灰、灰黄色细至中粒砂岩的互层	见 *Ilyocypris verrucosus* 瘤状土星虫
		中新统	五原组	834 ~ 982 ~ T_5	紫褐、暗紫、蓝灰色泥岩夹薄层浅灰、灰黄色粉细砂岩及泥灰岩、鲕状灰岩及生物碎屑灰岩	被子花粉主要有 *Ulmipollenites* 榆粉属等;裸子花粉主要有 *Pinuspollenites* 松粉属等.
	下第三系	渐新统	临河组	480 730	深灰、灰黑、紫褐色泥岩与绿灰、灰棕色粉至中粒砂岩的互层	被子花粉主要有 *Quercoidites* 栎粉属等;裸子花粉以 *Ephedripites* 麻黄粉属为主
		始新统	乌拉特组	736 T_7	棕红、灰绿色粉细砂岩与棕紫、紫褐、深灰色泥岩的互层夹多层白云岩、石灰岩、泥灰岩及砂质灰岩,底为砾岩	被子花粉占 78%,有 *Ulmipollenites* 榆粉属等;裸子植物花粉占 14%,有 *Pinaceae* 松科花粉等
中生界	白垩系	下统	固阳组	527	以紫红、棕红色泥岩为主夹同色细砂岩,底为不等粒砂岩及杂色砾岩	蕨类孢子有 *Lygodiumsporites* 光面海金沙孢等;裸子花粉有 *Classopollis* 环沟粉属等
	前寒武系			46	深灰绿色花岗岩、片麻岩及紫红色侵入岩	

松科花粉，*Ephedripites fushunensis* 抚顺麻黄粉等。

2.渐新统临河组

下部为浅灰、棕灰色厚层至块状细砂岩，夹浅灰、灰褐、深灰、黑灰色泥岩及泥云岩；上部为深灰、灰黑及紫褐色泥岩与灰绿、灰棕色粉至中粒砂岩互层，底部夹白云岩。下与始新统连续沉积。厚483～730米。

本组含被子植物花粉：*Ulmipollenites* 榆粉属，*Quercoidites* 栎粉属；裸子植物花粉：*Ephedripites* 麻黄粉属，*Pinuspollenites* 松粉属，*Piceaepollenites* 云杉粉属。

三、上第三系

1.中新统五原组

紫褐、灰蓝色泥岩夹薄层浅灰、黄灰色粉至细粒砂岩及泥灰岩、鲕状灰岩、生物碎屑灰岩等，下与渐新统为连续沉积，厚度834～982米。

本组含被子植物花粉：*Ulmipollenites* 榆粉属，*Arlemisia* 蒿属等；裸子植物花粉：*Pinuspollenites* 松粉属，*Piceaepollenites* 云杉粉属，*Ephedripites* 麻黄粉属，*Podocarpidites* 罗汗粉属。蕨类孢子有 *Lycopodiumsporites* 石松孢属。

2.上新统乌兰图克组

棕红、浅棕红色泥岩与棕灰、灰黄色细至中粒砂岩的互层，中下部细砂岩中含石膏斑块。下与五原组为连续沉积。厚837～2388米。

本组含 *Ilyocypris verrucosus* 瘤状十星虫化石。

四、第四系

黄灰、浅棕红色粘土、砂质粘土等。

第三节 构　　造

一、区域构造

盆地大地构造位于华北陆台的西北部，北接内蒙地轴及阿拉善地块，南邻鄂尔多斯地台的伊盟隆起及西缘掩冲构造带。

盆地由三隆四坳组成，从东而西依次为呼和坳陷、包头隆起、乌前坳陷、乌拉山隆起、临河坳陷、磴口隆起及吉兰泰坳陷（图2-1-2）。各坳陷概况见表2-1-3。

表2-1-3　河套盆地各坳陷概况表

坳陷名称	面积(km^2)	沉积岩厚度(m)
呼和坳陷	10000	3000～8000
乌前坳陷	2500	3000～5000
临河坳陷	17000	7000～15000
吉兰泰坳陷	6500	3000～5000

河套盆地是向西北凸出的弧形构造，弧顶在杭锦后旗至太阳庙一带。东翼的呼和坳陷、包头降起、乌前坳陷、乌拉山隆起、临河坳陷为左旋雁列式排列；西南翼的临河坳陷、磴口隆起、吉兰泰坳陷与贺兰山隆起、银川地堑是右旋雁列式排列。这种排列格局反映了盆地的剪切成因。

临河坳陷可划分为北部深凹陷、南部浅凹陷、中央凸起与东部斜坡等四个次级构造单元。其中北部深凹陷受同生断层控制，呈北陡南缓的箕状形态（图2-1-2），面积7000平方公里，沉积岩厚度大于15000米。中央凸起区面积3000平方公里，沉积岩厚4000～5000米，断裂及局部构造比较发育。南部浅凹陷，面积3500平方公里。东部表现为北倾平缓斜坡，面积1500平方公里。

呼和坳陷大体分为北部凹陷、南部斜坡、西部断块区三个次级构造单元。其中，北部凹陷面积2000平方公里，自东而西由呼市西、哈素、大城西三个次凹组成。南部斜坡为北倾平缓单斜，反向正断层甚为发育。西部断块区面积1000平方公里，断裂、断块比较发育。

吉兰泰坳陷区域构造面貌不甚清楚。从航磁异常图上分析，坳陷中部存在由吉兰泰北、于咀陶两个正异常带，它很可能是基底隆起的反映。东西两侧有三个负异常区，反映了中、新生代沉积凹陷，地震反射剖面亦已证实。

乌前坳陷重磁力均表现为负异常，而且坳陷东西两端局部重力负异常更为明显，反映有两个次凹。

二、断裂及局部构造

1.断裂发育特征

盆地内断裂发育，不仅规模大、数量多，而且分布广泛。在盆地内共发现断层146条，绝大多数为正断层，垂直断距一般数百米到数千米，最大可达15000米，倾向水平拉开距离1～2公里，最大可达10～15公里。有16条一级断层控制着盆地与坳陷边界及构造单元的划分。这些断层具有发育早、持续久、延伸长、落差大及继承性活动的同生断层性质。延伸长度可达50公里，落差一般大于1000米，形成于燕山期，结束于喜山期。盆地边界断层直到第四纪仍在活动，如狼山、乌拉山、大青山、巴音乌拉山山前断层、杭后—五原断层等。控制二级构造带的二级断层9条，规模较小，一般延伸长20～50公里，断距200～1000米。三级断层已发现有121条，控制局部构造的形成和发展，是组成断背斜、断块、半背斜、断鼻等局部构造的主要断层。多数形成于喜山期，一般延伸长度不超过20公里，断距100～500米。

盆内断裂发育特征主要有四点：

1）弧顶地区断裂发育，垂直断距大。弧顶地区的临河坳陷在四个坳陷中断裂最发育，共发现断层74条，主要分布在中央凸起区。一级断层中，弧顶附近的狼山山前断裂垂直断距可达17500米，其它坳陷断层垂直断距最大仅5000～8000米。

2）中生代、新生代以来新断层活动强度总趋势是逐渐变大，继承性发育的断层增长指数随时间变新而增大。由于主要边界断层活动性的逐渐增加，盆地沉降速度不断增大，反映了河套盆地是一个晚第三系十分发育的断陷盆地。

3）一部分断层具有先逆后正的性质。五原断层在基底断裂发展演化的过程中表现得更加清楚。这种转化是中生代挤压及新生代拉张应力场变化的反映。

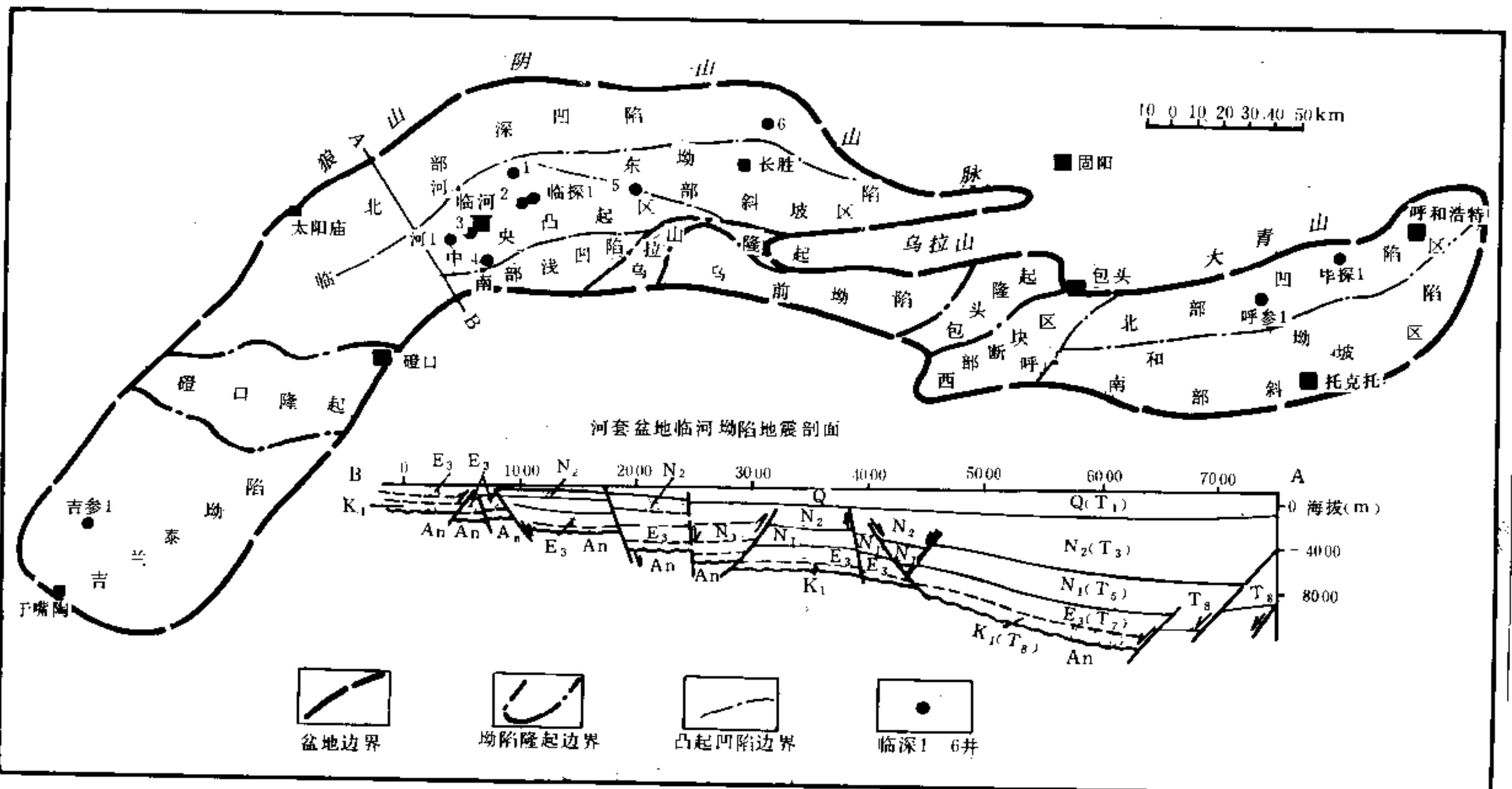


图 2-1-2 河套盆地构造单元划分图

4）断层的平移性质明显。表现在北东向的断层在中生代作左旋剪切运动，在新生代作右旋剪切运动；而北西—北西西向的平移断层在中生代作右旋剪切运动，新生代作左旋剪切运动。前者以巴音乌拉山山前断层、杭后断层、及包头断层为代表。后者有狼山山前断层的东段、大青山山前断层及五原断层。而且由于这些断层在不同时期运动方向的转变，在运动盘前方形成隆起，后方形成凹陷。早白垩世呼和坳陷的土默特右旗—呼市沉降中心及第三纪达拉特旗—土默特右旗沉降中心的形成与大青山断层平移方向的改变密切相关。

2.局部构造特征

河套盆地的局部构造比较发育，目前已发现局部构造44个，主要分布在临河坳陷（图2-1-3）。按其形态可分为背斜、断背斜、断鼻、断块及鼻隆五种基本类型。按其成因看，由断层拖曳和逆牵引作用形成的构造多分布在一、二级断层下降盘的侧旁；由断层的剪切平移作用形成的补偿型背斜构造，其分布与断层的平移方向有关，在运动盘的前方往往形成局部构造；断块翘倾活动形成的背斜构造多与反向正断层有关，一般分布在断块上升一侧。

有利油气聚集的构造类型有：

平移补偿型构造：如民族、临河等构造，具有形成时间早、继承性发展的特点，一般形成于燕山期，喜山期继承性发展。当渐新统及下白垩统生油岩进入生油门限时，相应的构造幅度已达现今构造的50～80%。

逆牵引构造：如乌兰图克、梅林、毕克齐等构造，构造发育也早于排烃期，利于油气聚集。

三、河套弧形构造的形成机制

河套盆地的形成经历了挤压、拉张及整体下沉三个阶段。现以构造体系为基础和三大阶段为主线，论述它们的形成机制及演化过程。

在古生代，该区基本处于隆起状态，仅在河套盆地北缘有下古生界海相沉积及上古生界陆相沉积。盆地基底主要是前寒武变质岩系，以东西向褶皱、断裂为特征的构造带已经形成，在这一构造背景上，中新生代以来开始了新的发育历史。

1.早白垩世挤压阶段

中生代欧亚联合古陆解体时，曾发生过顺时针旋转，并相对于太平洋板块向东南方向滑动，在欧亚板块与太平洋板块间产生了左旋剪切运动。华北陆台内由此派生出北西—东南向的最大压应力，鄂尔多斯地台向西北推挤。从而使河套盆地及其外围地区处于剪切挤压状态。阴山弧形断裂带的东段具挤压兼右行逆冲特征，西南段具挤压兼左行逆冲性质。受边界条件控制的河套盆地，早白垩世开始下沉，沉积了下白垩统，晚期逐渐抬升，一直处于剥蚀状态，缺失晚白垩世及古新世的沉积。

2.始新世—中新世拉张阶段

新生代以来，河套盆地进入一个新的构造演化时期。当38百万年前印度板块向北推挤，40百万年前太平洋板块的运动方向由北北西向转为北西西向时，引起中国西部相对东部发生了右旋剪切运动，在华北陆台内派生出北东—南西向的最大压应力，北西—南东则为最大张应力方向。鄂尔多斯盆地由北西推挤变为向东南拉开，河套盆地在拉张力影响下发生断陷。因为临河坳陷与最大张应力方向垂直，拉张量最大，所以成为河套盆地内沉积最厚、面积最大、构造断裂最发育的一个坳陷。向两侧的呼和坳陷及吉兰泰坳陷，拉张量较弱，故坳陷规模、沉积厚度、构造断裂发育程度均不及临河坳陷。

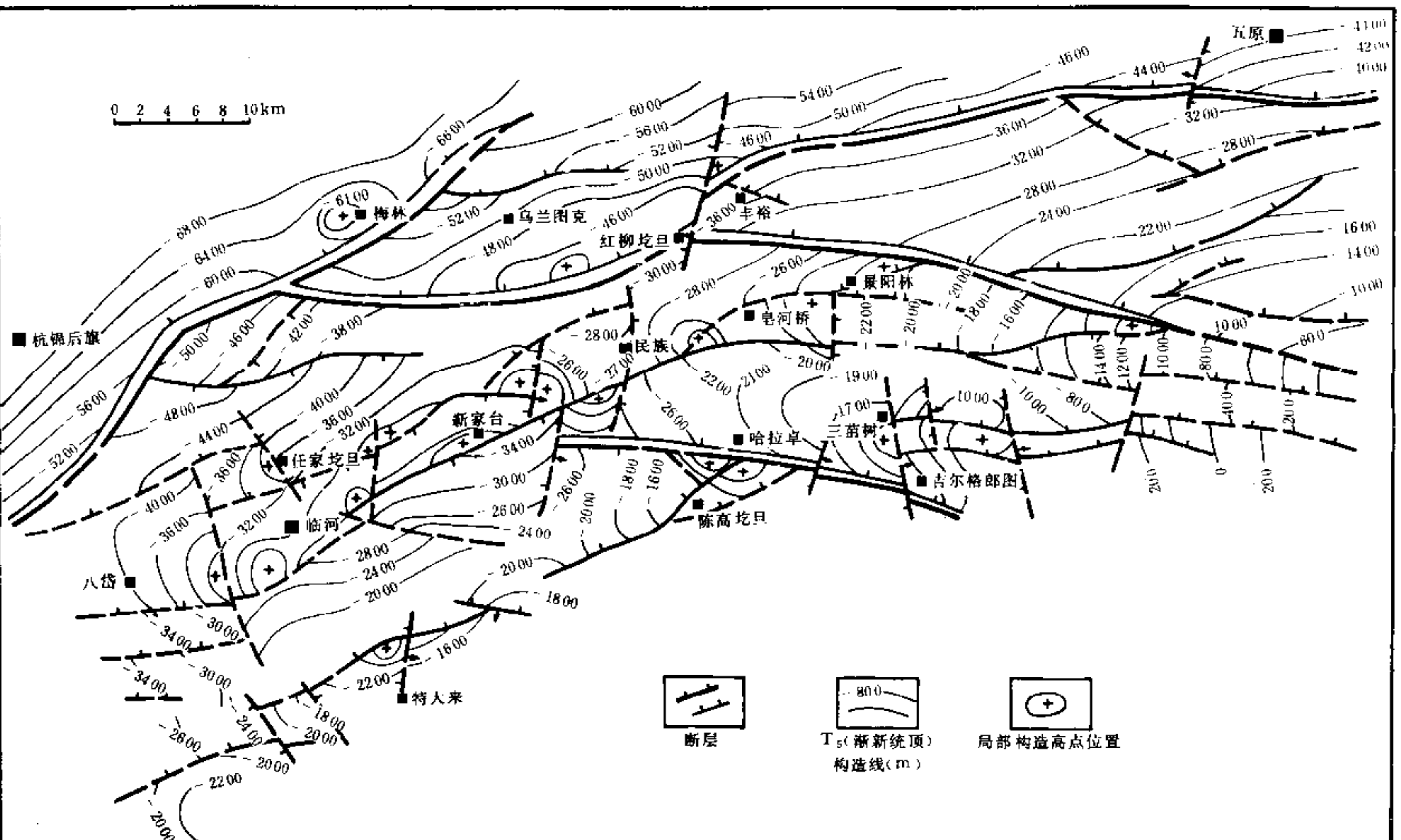


图 2-1-3 河套盆地临河坳陷局部构造分布图

图 2-1-4　河套盆地临河坳陷早白垩世沉积相图

3.上新世—第四系整体沉降阶段

盆地在拉张的同时，下白垩统—中新统4000～5000米的沉积物对基底产生强大的重力负载，各坳陷从上新世开始进入强烈整体沉降阶段，其中临河坳陷上新统厚达5000米。该阶段一直持续到第四纪。

总之，从盆地形式看，河套盆地为坳断复合盆地，从形成机理看属剪切—拉张盆地。

第四节　沉　积　相

应用单井划相与地震地层学结合的方法，对主要目的层下白垩统、下第三系始新、渐新统沉积相进行了研究，现将其成果简介如下：

一、沉积相概貌

1.早白垩世

(1) 临河坳陷　临河坳陷早白垩世沉积相带发育较全（图2-1-4），以暗色泥岩为主的半深湖相，分布于三道桥—银定图—向阳一带，占全部湖盆面积的三分之一，暗色泥岩厚度500～2200米。地震剖面上以零星反射相为主；在半深湖相的东部，苏独伦以西临深5井以东，发育灰绿、深灰色泥岩为主夹灰色粉砂岩的浅湖相，沉积范围较小，相当半深湖相三分之一、沉积厚度500～1600米，在地震剖面上为中振幅断续反射相；在半深湖相及浅湖相的北部，于五原一带发育以砂砾岩为主夹砂、泥岩的扇三角洲相，分布面积更小，沉积厚度500～1700米。在地震剖面上以杂乱反射为主；湖盆的南半部从杭锦后旗—临河—乌梁素海一带，发育砂、泥岩互层的滨浅湖相，在地震剖面上以中—弱振幅反射相为主。

(2) 呼和坳陷　呼和坳陷早白垩世沉积相带分布，与临河坳陷基本近似（图2-1-5），宋五营子以北及毛俗—哈素—沙尔营一带，发育以暗色泥岩为主的浅湖—半深湖相，前者沉积厚度400～1000米，后者沉积厚度400～1200米，在地震剖面上为中—弱振幅平行较连续反射相；沿浅湖—半深湖相北侧，大青山断层南缘，在包头南、土默特右、左旗南、呼和浩特南，发育以砂砾岩为主的扇三角洲相，沉积范围西小东大，沉积厚度西薄（200～400米）东厚（800～2000米）。地震剖面上为杂乱反射相；在浅湖—半深湖相南侧，沿解放滩、宋五营子、大岱等地，发育砂、泥岩互层的滨浅湖相，相带呈东西向连续展布，沉积厚度西部为200～400米，东部为800～1200米。地震剖面上为变振幅断续反射相；湖盆南侧的将军窑—永圣城一带，发育以砂岩为主的三角洲相，沉积厚度400～1600米，地震剖面上为前积相；湖盆东南部边缘，于四家窑子—大五什家—沙尔沁，发育以砂岩为主夹泥岩的河流相，沉积厚度600～800米，在地震剖面上为变振幅断续反射相。

2.早第三纪始新世渐新世

(1) 临河坳陷　渐新世—始新世沉积相分布东西向分带明显，亦兼有南北向的变化（图2-1-6）。湖盆西部三道桥—银定图主要为以暗色泥岩为主的半深湖相，沉积厚度1500～2600米，地震剖面上为零星反射及局部中弱反射；湖盆东南部相带较窄、变化较大。从临1井经临深1、临深2井到五原，广泛发育着以砂、泥岩互层为特征的滨浅湖相，沉积厚度1200～1800米，地震剖面上为中弱振幅平行较连续相；再向湖盆东南方向于临深5—长胜地区，发育砂、泥岩互层夹砾岩的滨浅湖—河流相，沉积厚度200～1100米，地震剖面上为中强振幅较连续—发散反射相；在湖盆的北部边缘，沿阴山隆起南侧，分布着局部以砂砾岩为主的扇三角洲，但面积均较小，如乌盖扇三角洲（沉积厚度800～1100米），牧养海子扇三

角洲（沉积厚度 1600～1800 米），苏独伦扇三角洲（沉积厚度 1100～1300 米），面积为 200～300 平方公里，这些扇三角洲在地震剖面上均为杂乱反射相；三角洲相的分布仅限于盆地南缘，于临河地区发育以砂岩为主夹泥岩的三角洲序列，沉积厚度 1175～1467 米，地震为典型前积相。

(2) 呼和坳陷　渐新世—始新世沉积相特征以南北分带为主（图 2-1-7），在达拉特旗—大城西、毛岱—白庙子广泛分布着以暗色泥岩为主的浅湖—半深湖相，前者沉积厚度 400～800 米；后者沉积厚度 400～1000 米。地震为零星反射相、强中振幅平行连续反射相及中弱振幅亚平行较连续反射相；湖盆西部围绕浅湖—半深湖相，于秦油房—白泥井—海子及大树湾地区，发育砂、泥岩互层的滨浅湖相，沉积厚度均为 500 米，在地震上均为变振幅断续反射相；湖盆东部在浅湖—半深湖相南侧，于将军窑—永圣城发育以粉细砂岩为主的三角洲相，沉积厚度 200～300 米，地震上为典型前积相；湖盆西部在解放滩以北，发育局部水下扇相，岩性以砂岩为主，沉积厚度 400～600 米；盆地北部沿大青山断裂南侧，发育以砂砾岩为主的扇三角洲相，但相带狭窄，呈线状分布，沉积厚度 200～1000 米，地震上为杂乱反射相；河流相仅分布于湖盆东南边缘、托克托以北地区，以砂、泥岩为主夹泥岩，沉积厚度 200 米，地震剖面上为变振幅断续反射相。

二、沉积物源、垂向、平面沉积相演化规律

1.南北两大隆起区控制了第三纪湖盆的物源

北面的阴山隆起主要分布前寒武系变质岩及各期火成岩，南面伊盟隆起主要分布下白垩统志丹组，构成了性质完全不同的南北两大物源区。临河坳陷及呼和坳陷南坡发育的三角洲由南向北推进，西北部发育的扇三角洲呈群体自北向南推进。临深 3、4 井的钻探进一步证实了物源来自伊盟隆起，两井在下第三系均发育了数百米的三角洲前缘相，临深 4 井厚 515.3 米，以棕红色中细砂岩为主，夹同色泥岩薄层，该井北面 12 公里的临深 3 井为 287.5 米，以浅灰色细砂岩为主，夹少许深灰色泥岩。据主要造岩矿物和重矿物含量统计，稳定组分由南向北增加，而不稳定组分相应减少。这些均反映物源来自南面，而且石榴子石含量高与志丹组相似，反映湖盆南部物源可能是广布于伊盟隆起上的志丹组。

位于盆地北部四义堂附近的临深 6 井第三系重矿物组合面貌与盆地南部截然不同，具有两高两低的特点，即铁矿及绿帘石含量高，石榴子石、白钛矿含量低。而临深 6 井重矿物组合与它北面的小佘太川盆地全盛西沟下白垩统剖面相似。反映物源来自北面阴山地区。

2.南坡北凹的构造格局控制了沉积相带的分布

临河坳陷及呼和坳陷的北部凹陷不仅是构造活动的沉降中心，而且是中新生代湖盆的沉积中心，早白垩世及渐新世均为浅湖—半深湖相。坳陷北缘由于狼山大断裂及大青山大断裂的长期活动，造成岸陡水深的沉积环境，河流携带的碎屑物在断层下降盘近断层线附近形成扇三角洲，呈花边状或带状分布。如临河坳陷渐新世的乌盖、乌加河、苏独伦扇三角洲呈花边状。呼和坳陷的包头南、土右旗—呼市扇三角洲则呈带状。在南斜坡和中央断隆区，坡度平缓、水体较浅，主要分布滨浅湖、浅湖、三角洲前缘相沉积，砂层发育，储集性能好。

3.湖盆在不同的演化阶段形成了不同的沉积特点

早白垩世及渐新世时期，湖盆均经历了早期下沉—稳定下沉—回返上升的演化过程，相对应的沉积物岩性特征表现为“粗—细—粗”，颜色为“红—黑—红”。如下白垩统三口参数井揭示，湖盆早期下沉阶段为粗碎屑为主的河流—滨浅湖相沉积。稳定下沉阶段为暗色泥岩为主的半深湖相沉积。而回返上升阶段为以红色为主的砂、泥岩互层的滨浅湖相沉积。由此

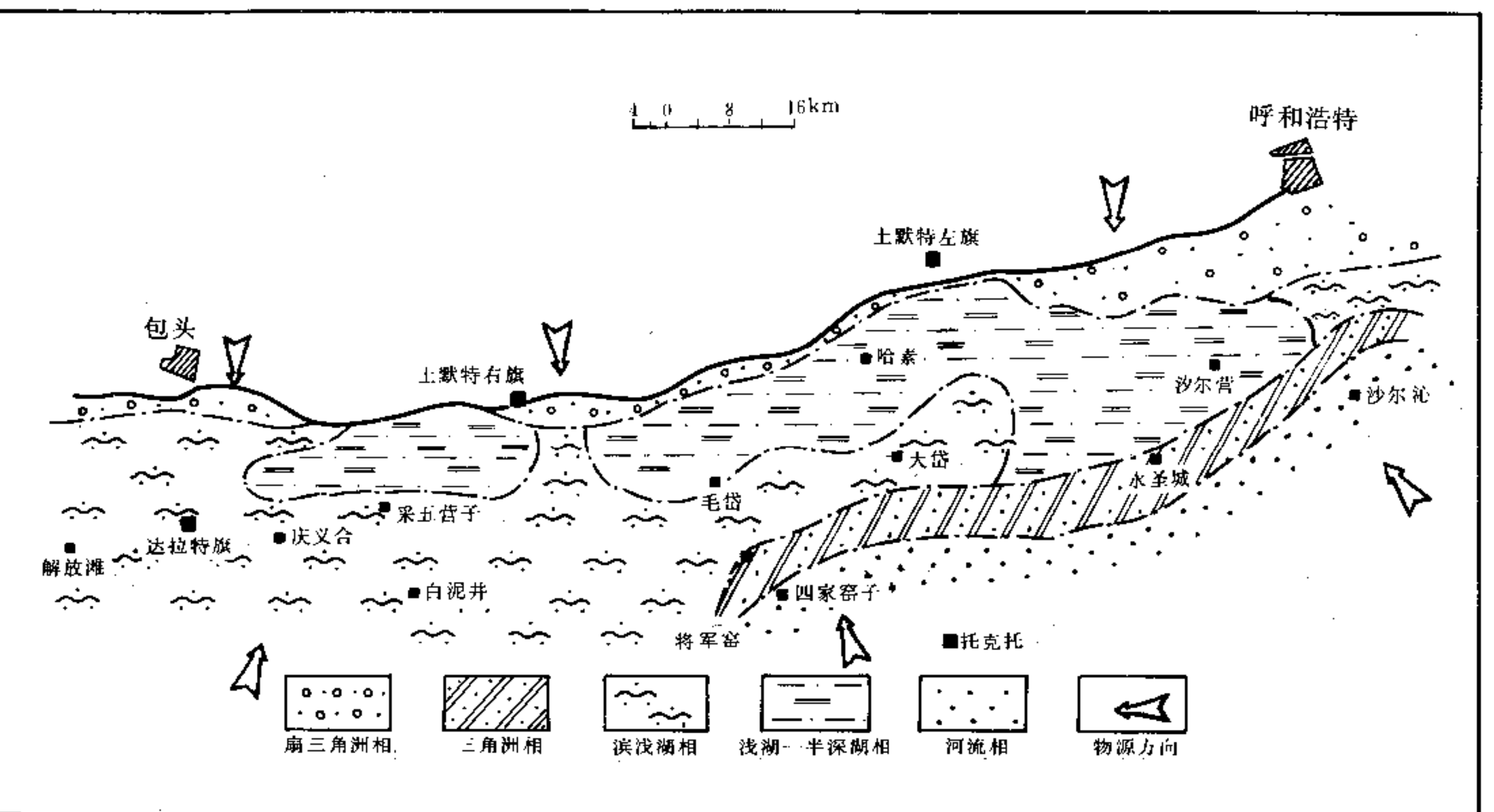


图 2—1—5　河套盆地呼和坳陷早白垩世沉积相图

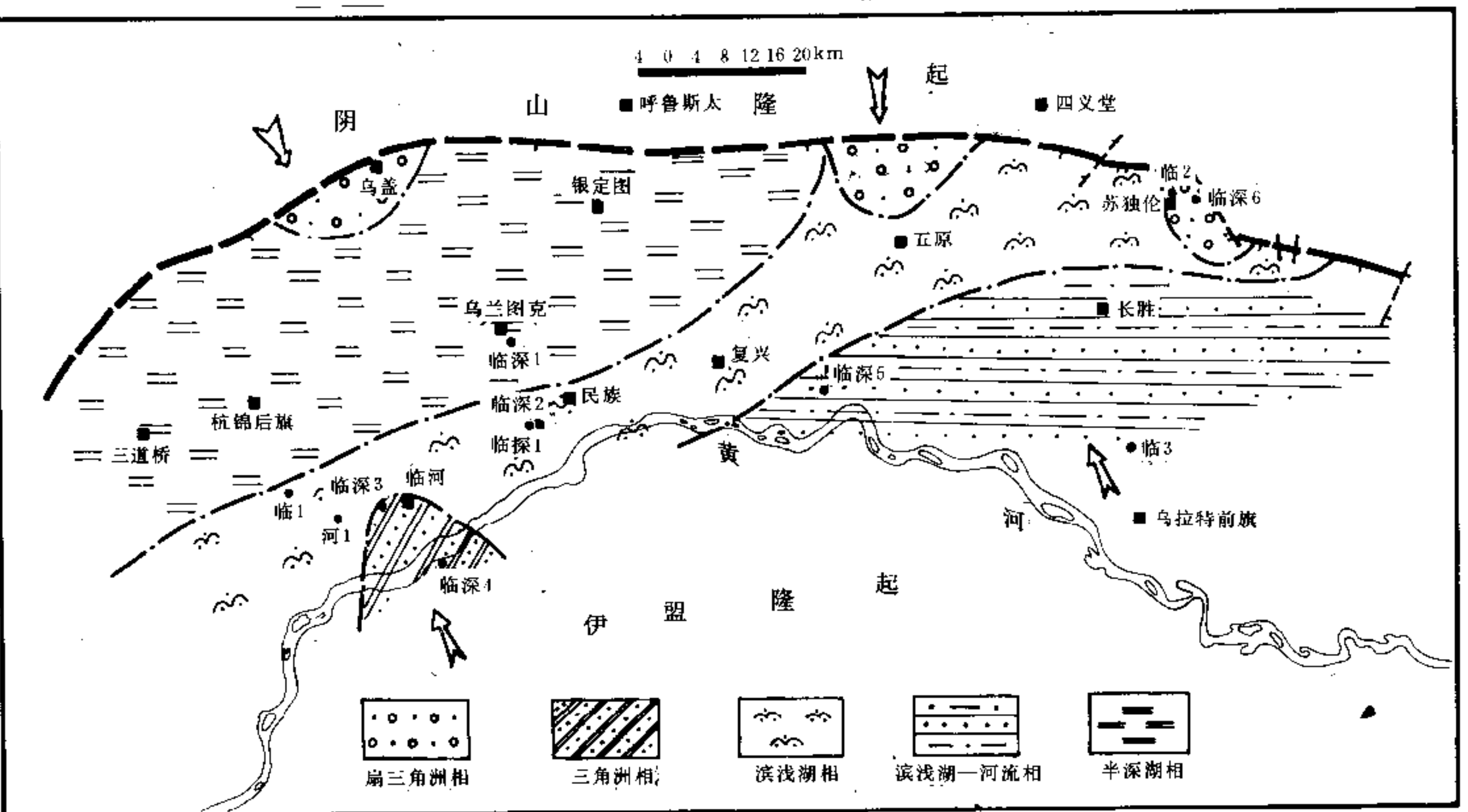


图 2-1-6　河套盆地临河坳陷渐新世—始新世沉积相图

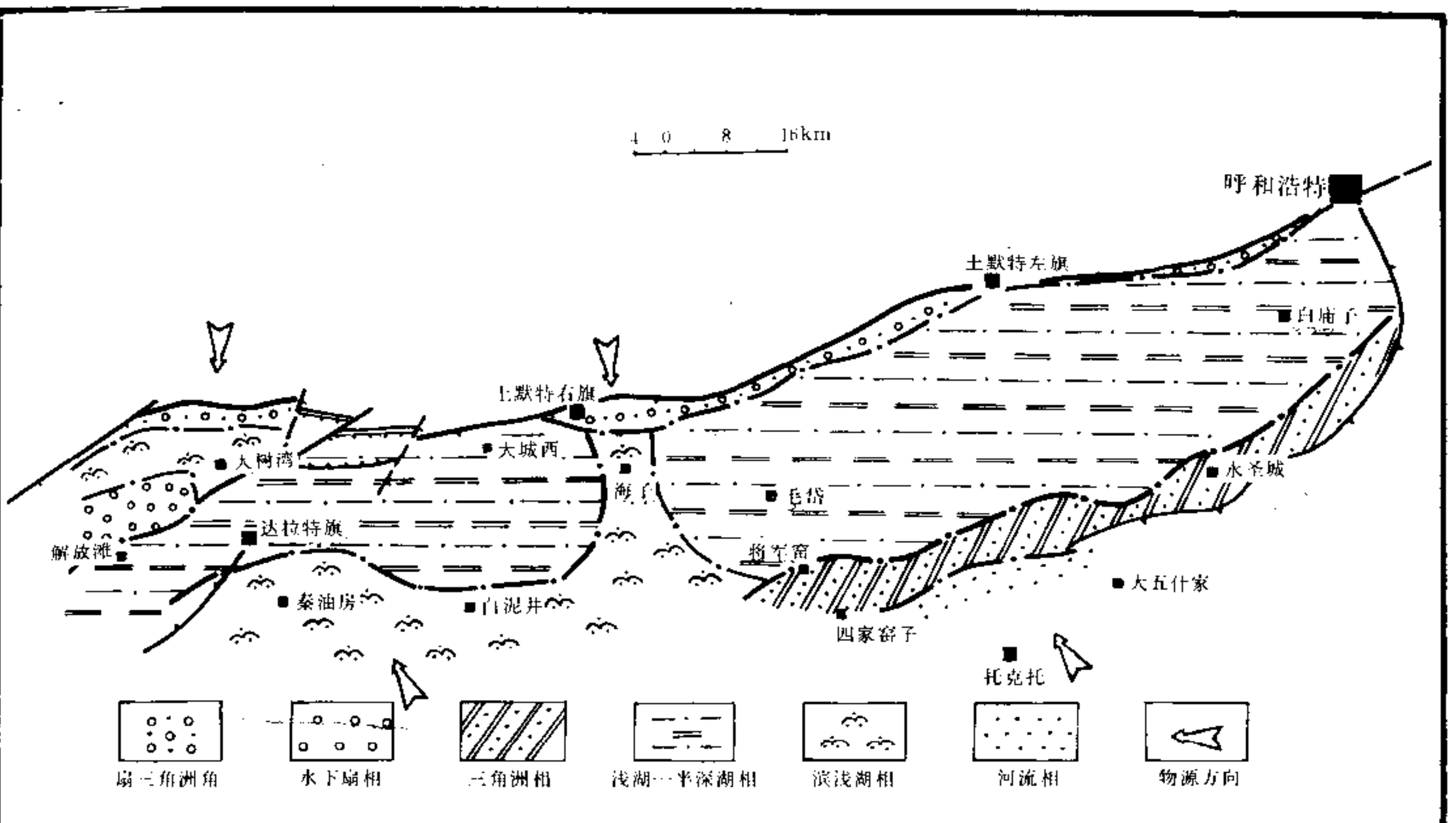


图 2-1-7 河套盆地呼和坳陷渐新世—始新世沉积相图

可见每一演化过程都形成一个大的生储组合。

三、有利生储油层相带

沉积中心紧邻拉张断陷北侧，并呈带状分布，展布方向与坳陷走向大体一致。沉积中心与沉降中心基本一致，北部凹陷既是半深湖相分布的沉积中心，又是沉积厚度最大的地区。如临河坳陷下白垩统最大厚度2200米，始新统—渐新统最大厚度2600米，均分布在北部深凹陷的三道桥附近。

沉积中心主要控制半深湖相的发育沉积中心暗色泥岩发育，泥质岩含量高达70~80%，是有利生油岩分布地区。

具有粗碎屑结构特征的扇三角洲，有规律地发育在深水陡岸一侧，即狼山及大青山断层南岸近断层线一带。是有利储集层分布区。具有分选较好、中细粒结构的三角洲前缘相砂体。滨浅湖相及河流相，位于南部缓坡或中央断降区。亦是有利储集层分布区。

第五节 生 储 油 层

一、生油层

河套盆地主要生油层为下白垩统固阳组及下第三系渐新统临河组。据位于生油凹陷边缘的钻井资料，固阳组暗色泥岩厚39~80.25米，生油岩厚13~66.5米；渐新统暗色泥岩厚76~119米，生油岩厚19~59.5米。

1.有机质丰度

两套生油层有机质丰度值见表2-1-4。渐新统生油岩有机碳平均0.84%。最高可达2.12%；氯仿沥青"A"平均含量为0.1532%，总烃平均含量为843.3ppm；下白垩统生油岩有机碳平均含量0.93%，最高达2.63%，氯仿沥青"A"平均含量0.0627%，总烃含量平均404.2ppm。

表2-1-4 河套盆地有机质丰度统计表

层位	暗色泥岩									生油岩					
	有机碳(%)			氯仿沥青"A"(%)			总烃(ppm)			有机碳(%)		氯仿沥青"A"(%)		总烃(ppm)	
	平均	最多	样品数	平均	最多	样品数	平均	最多	样品数	平均	样品数	平均	样品数	平均	样品数
渐新统	0.53	2.12	37	0.1023	0.4044	14	612.3	2346.3	13	0.84	19	0.1532	9	843.3	9
下白垩统	0.81	2.63	75	0.0517	0.1304	18	312.4	914.99	18	0.93	41	0.0627	11	404.2	11

2.有机质类型

根据干酪根元素分析、镜下鉴定、氯仿沥青"A"族组分、元素组成，并考虑了热解色谱、红外吸收光谱等资料，对有机质类型进行综合判断，认为渐新统以混合型为主，个别为腐泥型。下白垩统与渐新统类似。

3.有机质演化阶段

对临河坳陷渐新统有机质演化的分析表明，大体在井深3600米有一个明显的拐点（图2-1-8）。3600米以下，氯仿沥青"A"含量大于0.1%，总烃含量大于500ppm，转化系数大于5，镜质体反射率大于0.6%，反映3600米为生油门限深度，温度为114℃。

对临深2井渐新统3746～3789米井段的原油及临深3井渐新统4158～4182米井段的原油组分的研究结果（表2-1-5）表明，临深2井原油属典型的低成熟原油，临深3井原油带有低成熟原油的特征，证实3600米为成熟门限深度基本可靠。

表2-1-5 河套盆地临深2、3井原油分析数据

井号	井深(m)	相对密度	粘度(mPa·s)	凝固点(℃)	含硫(%)	含蜡(%)	初馏点(℃)	300℃前馏分(%)	饱和烃(%)	芳香烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)
临深2	3746～3789	0.9124	24.32	54	1.38	20.1	211	7.6	56.32	23.48	19.4	0.8
临深3	4158～4182	0.8961	7.64	52		12.8	.		75.87	9.08	7.76	7.29

4.生油岩成熟度分析

采用莫比尔法对临河坳陷及呼和坳陷进行TTI计算，以研究生油岩的成熟度，进行分层分区评价。按照通行标准，TTI值与生油岩的成熟度的关系如表2-1-6。

表2-1-6 热演化阶段划分标准表

TTI值	热演化阶段	热演化阶段界限
1	生油门限	不成熟＜1
8	大量生油	低成熟1～8
64	油开始裂解	高成熟8～64
256	石油死亡线	过成熟64～256

河套盆地生油岩TTI值为1～256，少数处于不成熟，TTI值小于1；多数为8～64，处于低成熟—高成熟阶段；个别大于256，处于过成熟阶段。

5.生油岩成熟期

TTI计算结果，生油岩成熟的时期较晚，约在1.5～1.8百万年前，即于第四纪渐新统生油岩才能进入成熟期。

6.有利生油区分布

（1）临河坳陷 下白垩统生油层基本分布于北部深凹陷，位于杭锦后旗、乌兰图克及复兴以北，面积3000平方公里，此区生油岩沉积厚度较大（达200～1200米），但TTI较高，达256，可能以生气为主。坳陷南半部生油岩厚度虽较薄（200～600米），但TTI值为8～64，生油岩处于高成熟阶段，以生油为主(图2-1-9)。

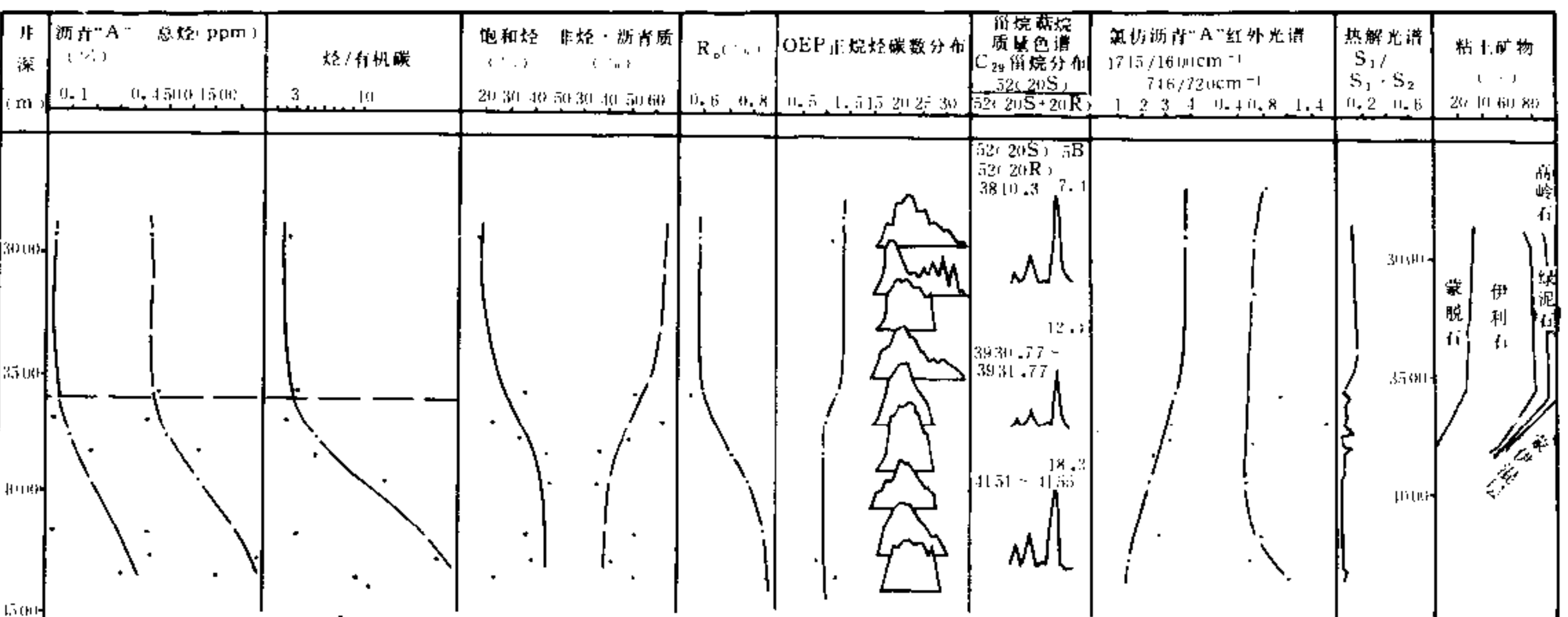


图 2-1-8 河套盆地临河坳陷下第三系渐新统生油岩热演化曲线图

临河坳陷渐新统（含始新统）生油层的分布与下白垩统接近。生油岩较厚区分布于坳陷的北半部，生油岩厚达600～800米，但TTI较高为256，处于高成熟阶段，可能生成高温裂解气。坳陷南半部生油岩厚仅100～200米，但成熟度适中，TTI为64，以生油为主（图2-1-10）。

（2）呼和坳陷　下白垩统生油层主要分布在呼市南、哈素、大城西地区（图2-1-11）。呼市南生油岩较厚，达100～600米，成熟度较好，TTI计算值为1～8，处于低成熟，可生成石油。哈素、大城西两处、生油岩厚度较小，100～160米，成熟度也低，TTI值仍为1～8。

呼和坳陷第三系始新统—渐新统生油层主要分布在哈素东、大城西两地区（图2-1-12），前者生油岩厚度较大，约40～100米，后者厚20～60米。但哈素东成熟度不够，生油岩处于未成熟阶段，TTI值小于1。大城西成熟度较高，TTI值为1～8。处于低成熟阶段。

二、储集层

1.渐新统临河组

从临深3、4、5井的资料看，储集层厚260～340米，占地层总厚的46～60%。岩性为长石砂岩、硬砂质长石砂岩，平均孔隙度18～25%，平均渗透率274×10^{-3}～302×10^{-3}二次方微米，最大可达2030×10^{-3}二次方微米。孔隙喉道粗，分选好，毛管压力曲线为分选好的粗歪度，有明显的平台段。据镜下观察具有原生粒间孔隙、微孔隙、解理缝隙孔隙、微裂缝孔隙及溶蚀孔隙等五种类型。以溶蚀孔隙最为重要，它极大地恢复和改善了砂岩孔隙结构，构成12微米以上的孔喉半径，个别可形成孔径200微米以上的超大孔隙。

2.下白垩系固阳组

从临深3、4井和吉参1井资料看，储集层比较发育，厚度260～310米，占地层总厚的26～62%。岩性为长石砂岩、岩屑砂岩、岩屑质长石砂岩。储集物性较差，平均孔隙度4.9～11.7%，平均渗透率1.4×10^{-3}～47.7×10^{-3}二次方微米。喉道细、分选差，毛管压力曲线为分选较差的细歪度，没有明显的平台段，平均喉道半径小于1微米。由于储集层埋藏较深，砂岩表现出强烈的硅化、绿泥石化、绢云母化，颗粒呈镶嵌状。物性明显受晚期成岩作用影响，原生孔隙基本消失，次生孔隙不发育，这是下白垩统储集层物性较差的主要原因。

第六节　区 块 评 价

一、坳陷评价

从坳陷规模、沉积岩厚度、生油条件、构造圈闭发育程度、预测资源量大小及目前勘探状况分析，坳陷成油地质条件优劣次序是临河、呼和、吉兰泰、乌前坳陷（表2-1-7）。

临河坳陷两套生油岩均已成熟。呼和坳陷下白垩统成熟生油区占生油岩面积的70.8%，渐新统未成熟或低成熟生油岩面积仅占24.9%。临河坳陷局部构造多、类型好、目前发现的23个构造成排成带分布。呼和坳陷局部构造以鼻状隆起为主，缺乏好的遮挡条件。吉兰泰坳陷南部的石炭—二叠系厚达1000米，与坳陷南缘的石炭—二叠系同属一沉积单元。坳陷南缘的贺兰山、桌子山厚达1700多米，其中暗色生油岩厚达900米，煤层厚40多米，是吉兰泰坳陷南部重要生油（气）层。

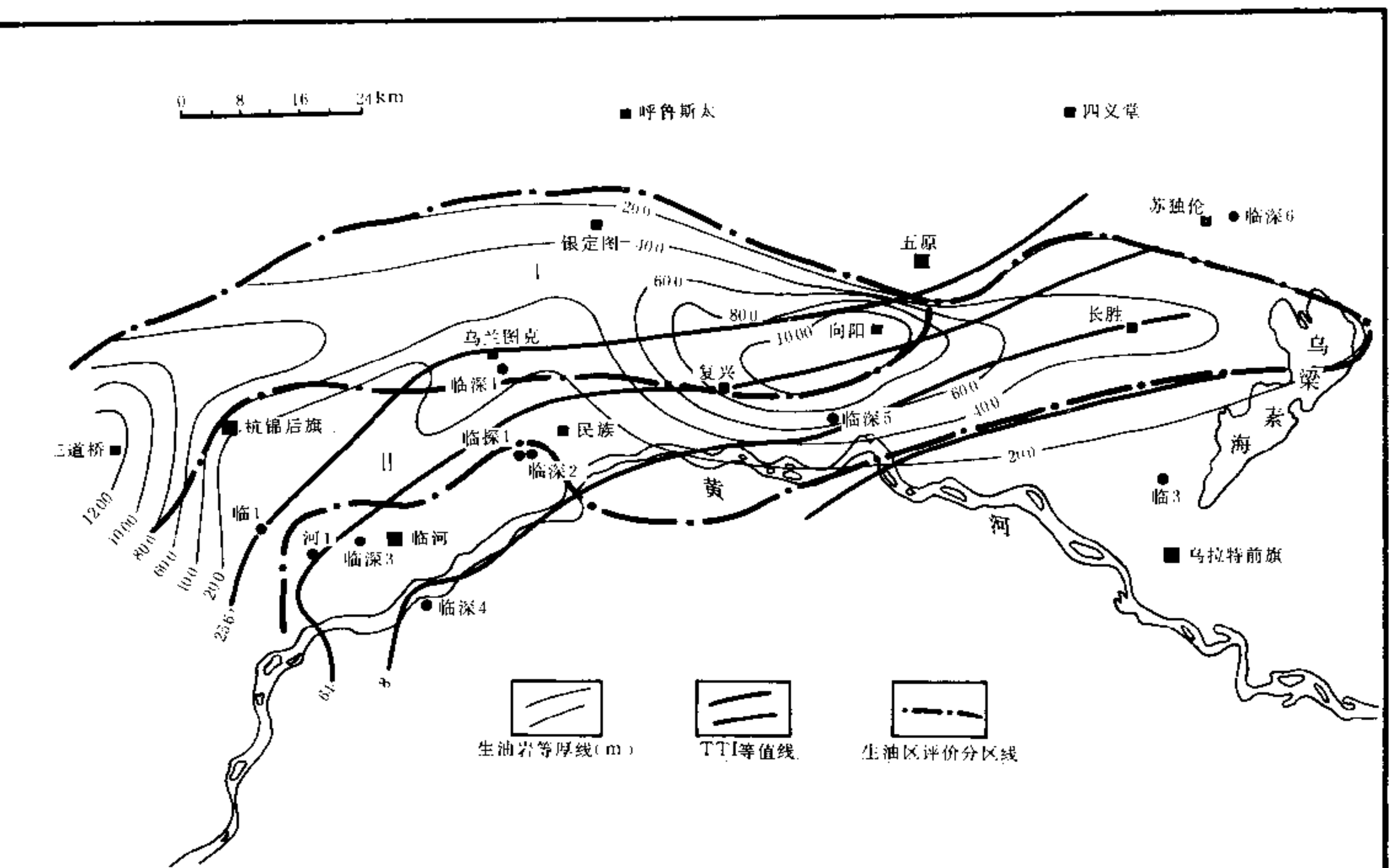


图 2-1-9 河套盆地临河坳陷下白垩统生油层评价图

I—有利生油区；II—较有利生油区

图 2-1-10　河套盆地临河坳陷渐新统（含始新统）生油层评价图

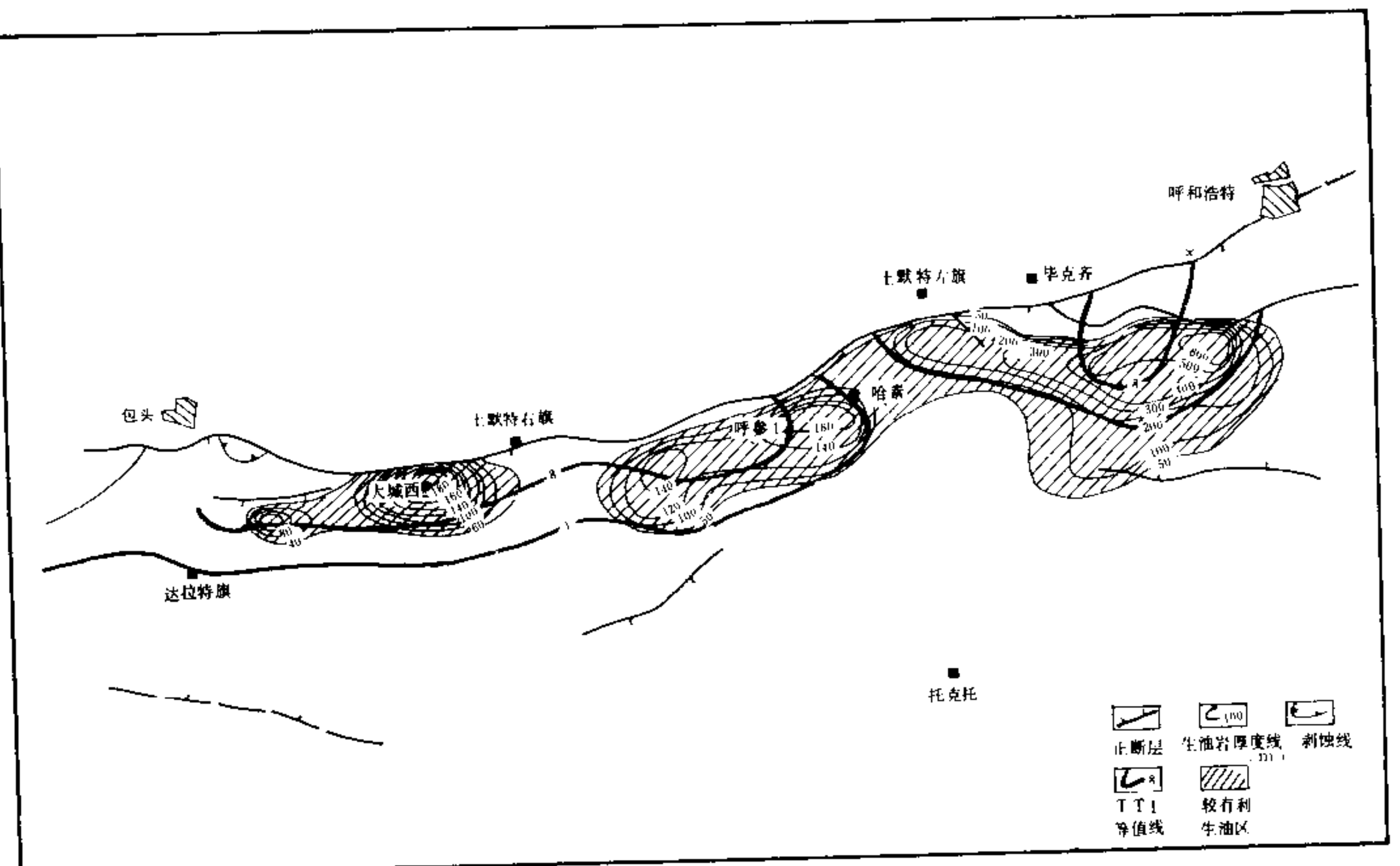


图 2-1-11　河套盆地呼和坳陷下白垩统生油层评价图

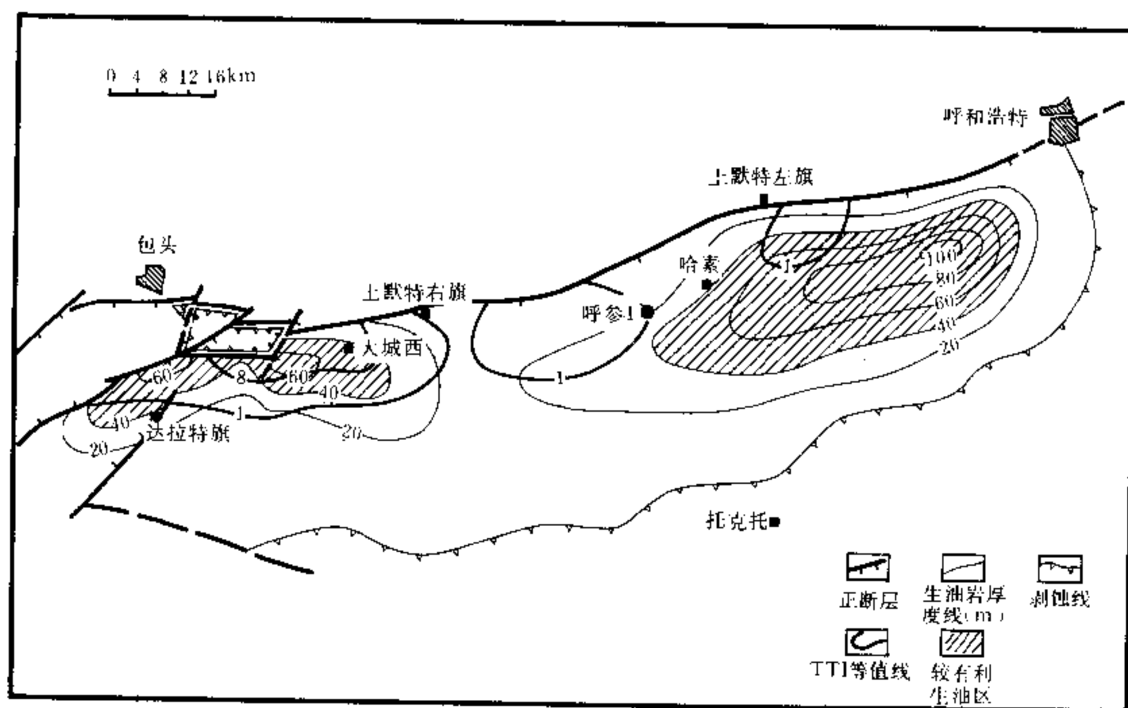


图 2-1-12 河套盆地呼和坳陷第三系渐新统（含始新统）生油层评价图

表 2-1-7 河套盆地坳陷成油地质条件比较表

项目/数据/地区	面积(km²)	沉积岩厚度(m)	生油岩		局部构造		断裂		一、二类构造个数
			面积(km²)	厚度(m)	个数	面积(km²)	条数	Ⅰ、Ⅱ级条数	
临河坳陷	17000	7000～15000	3000	200～1500	23	607	40	14	5
呼和坳陷	10000	3000～8000	1400	80～700	13	248	36	4	1
吉兰泰坳陷	6500	3000～5000							
乌前坳陷	2500	3000～5000							

二、区块评价

*1.*临河坳陷（图 *2-1-13*）

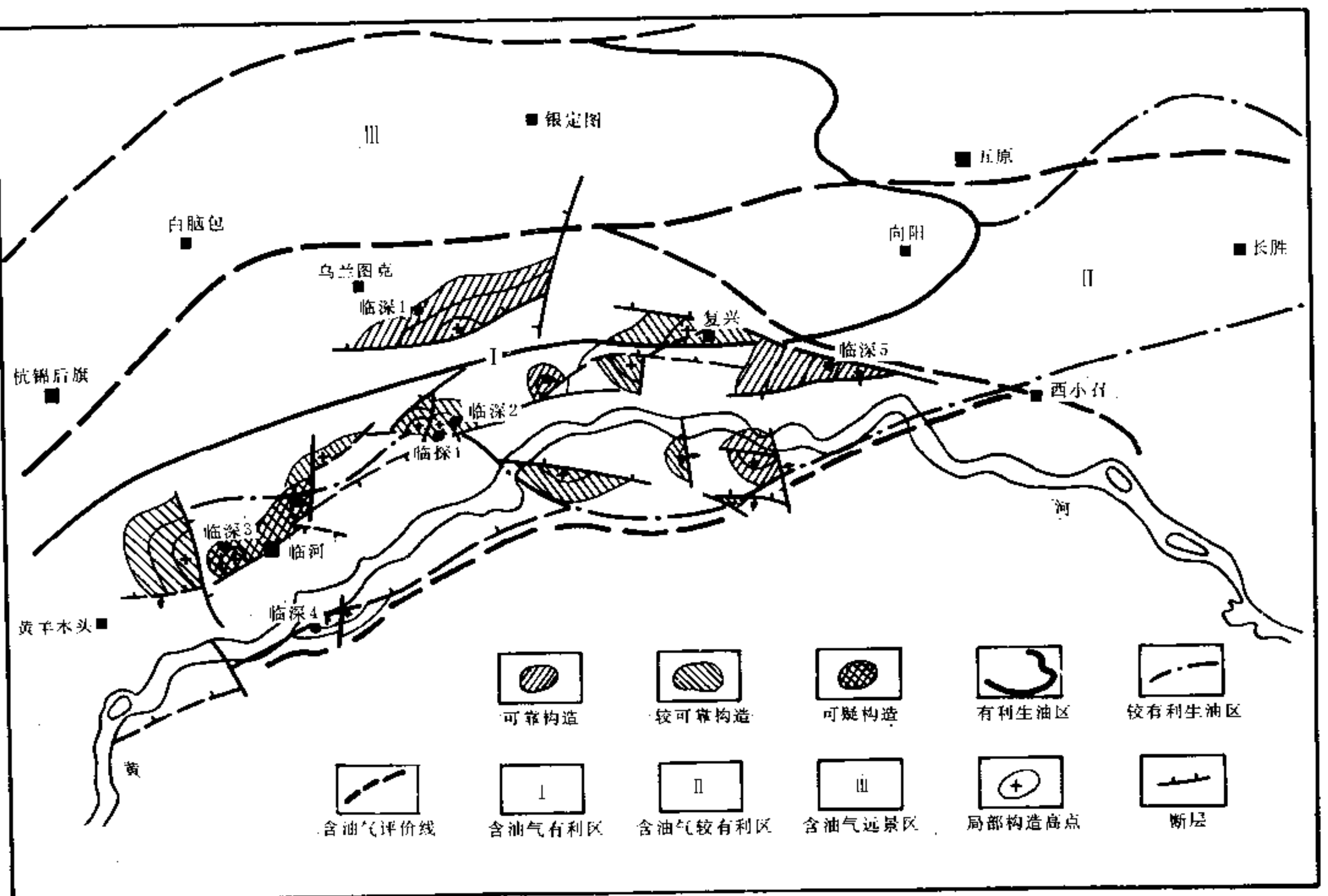


图 2-1-13 河套盆地临河坳陷含油气评价图

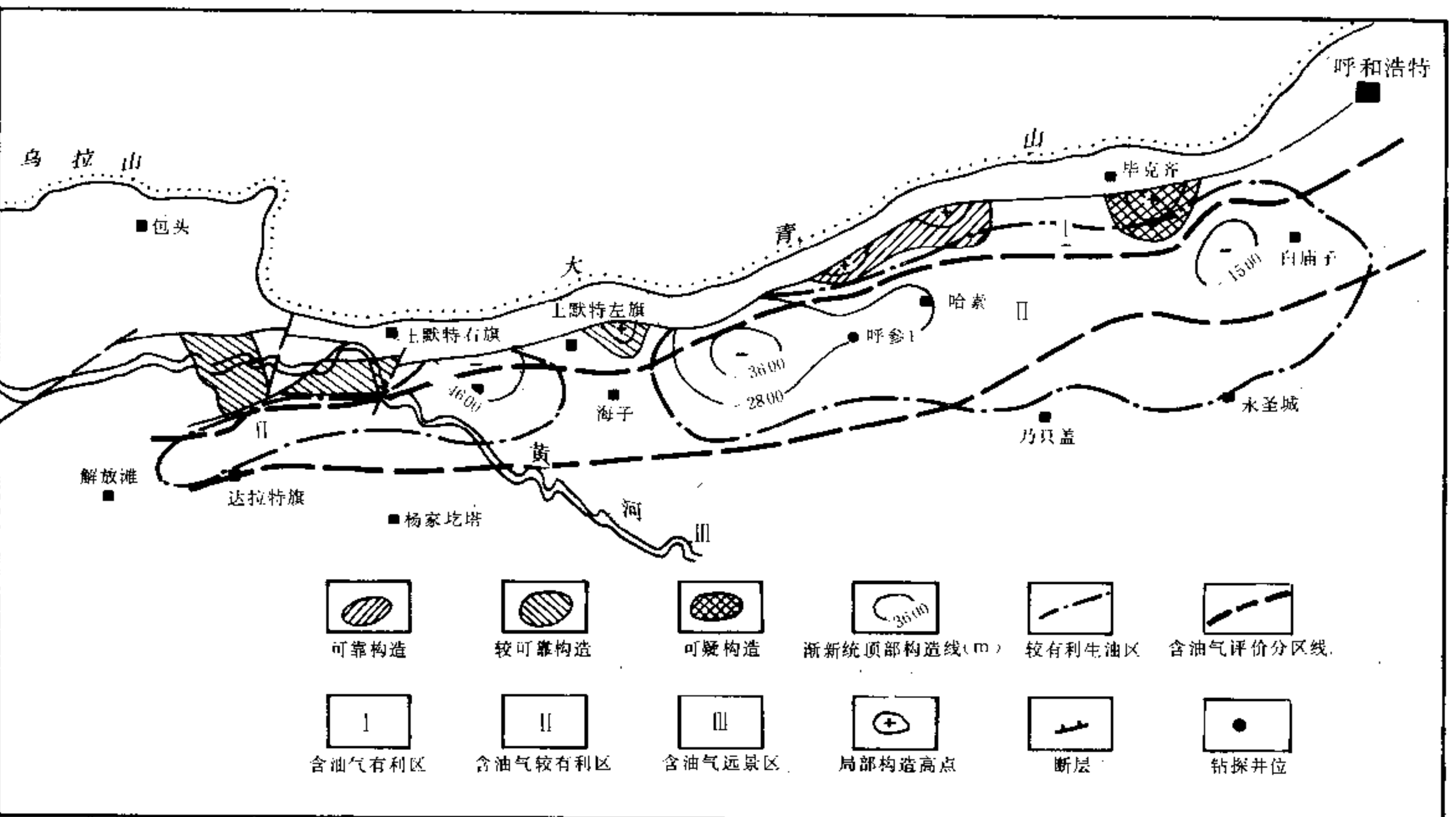


图 2-1-14 河套盆地呼和坳陷含油气评价图

含油气有利区包括中央凸起区及杭后—五原断层下降盘乌兰图克地区，面积约2500平方公里，有利条件是：

1）近生油凹陷。北部凹陷是下白垩统、渐新统有利生油区。下白垩统有利生油区面积2550平方公里，生油岩厚300～800米，最厚1400米。渐新统有利生油区面积2992平方公里，生油岩厚400～700米，最厚1000米。两层总生油量125亿吨。在有利及较有利地区以外钻探的临深3、4井仍见到72～105.5米生油岩。

2）储集层发育。下白垩统及渐新统为滨浅湖相、三角洲相，砂体发育、储集条件好。渐新统分布有临河滨浅湖—三角洲砂岩体、民族滨浅湖相砂体、红光滨浅湖—三角洲砂体。下白垩统分布有临河滨浅湖—水下扇—洪积扇砂体及民族滨浅湖—洪积扇砂体。以渐新统砂体最发育，而且物性好，如临深3、临深4井储集层厚340米，平均孔隙度18～20%，渗透率274×10^{-3}～302×10^{-3}二次方微米，最大为1964×10^{-3}二次方微米。

3）局部构造发育。发现断背斜、断鼻、断块、半背斜等局部构造20个，构造总面积530平方公里。

4）断裂发育。出现各类断层31条，其中一、二级断层11条。这些断层对油气运移、圈闭形成有重要作用。如杭后—五原断层可能是北部油源向中央凸起区运移的主要通道，它又控制下降盘逆牵引构造的形成。

5）继承性隆起。中生代晚期—新生代一直处于隆起或斜坡的地区，是油气长期运移的指向。

对可靠、较可靠的15个构造进行了资源量预测，有一定的资源量。中央凸起区钻探的临深2、3、4井于渐新统见含油砂岩，临深2、3井并获少量原油。

不利因素是，地震反射层质量较差，目的层较深，钻穿下白垩统需4000～5000米。中央凸起区的南侧远离生油凹陷，且局部构造不如北侧发育，推测含油条件较差。

2.呼和坳陷（图2-1-14）

含油气有利区为大青山断裂下降盘毕克齐—土默特右旗一带，有利条件是：

1）处于下白垩统及渐新统较有利生油区内。北部凹陷下白垩统生油区面积1372平方公里，生油岩厚40～600米。渐新统较有利生油区面积1109平方公里，生油岩厚40～100米。毕克齐—土右旗一带位于该凹陷的北翼。

2）发现半背斜、断块、鼻隆等局部构造6个，构造总面积238平方公里，而且发现的毕克齐、台阁牧、土左旗、土右旗构造具有同生构造逆牵引性质。

3）靠近大青山断裂，有利于油气运移，又有利于油气在同生构造中聚集。

4）该区分布的扇三角洲沉积，沿大青山断裂呈带状分布，推测储集条件较好。

不利条件是生油凹陷规模较小，局部构造尚待落实，目的层埋藏较深，钻至基岩顶一般深度大于4000米。

第二章 银川盆地[1]

第一节 概 况

银川盆地位于东经105°20′～106°50′，北纬37°50′～39°20′，属宁夏回族自治区。其范围北自石咀山，南至牛首山，西邻贺兰山，东接鄂尔多斯高原。东西宽40～50公里，南北长165公里，面积约7000平方公里(图2-2-1)。

表2-2-1 银川盆地钻探简况表

井号	银参1井		井号	银参2井		井号	银参3井	
井位	平罗背斜		井位	吴忠半背斜		井位	芦花台背斜	
完钻深度(m)	3358.9		完钻深度(m)	3037.8		完钻深度(m)	3543.94	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	1609	1609	第四系	147.5	147.5	第四系	1009	1009
上第三系	2711	1102	上第三系	892.5	745	上第三系	3543.94	2534.94
下第三系	3358.9	647.9	下第三系	1986	1093.5	下第三系		
			奥陶系	2037.8	51.8			
油气显示			油气显示			油气显示		
层位	井深(m)	类别	层位	井深(m)	类别	层位	井深(m)	类别
上第三系	2038～2040	油砂		无			无	
试油结果			试油结果			试油结果		
层位	井深(m)	结果	层位	井深(m)	结果	层位	井深(m)	结果
		未试			未试			未试

[1] 陈乃明等，1982，银川地堑早期油气资源评价。

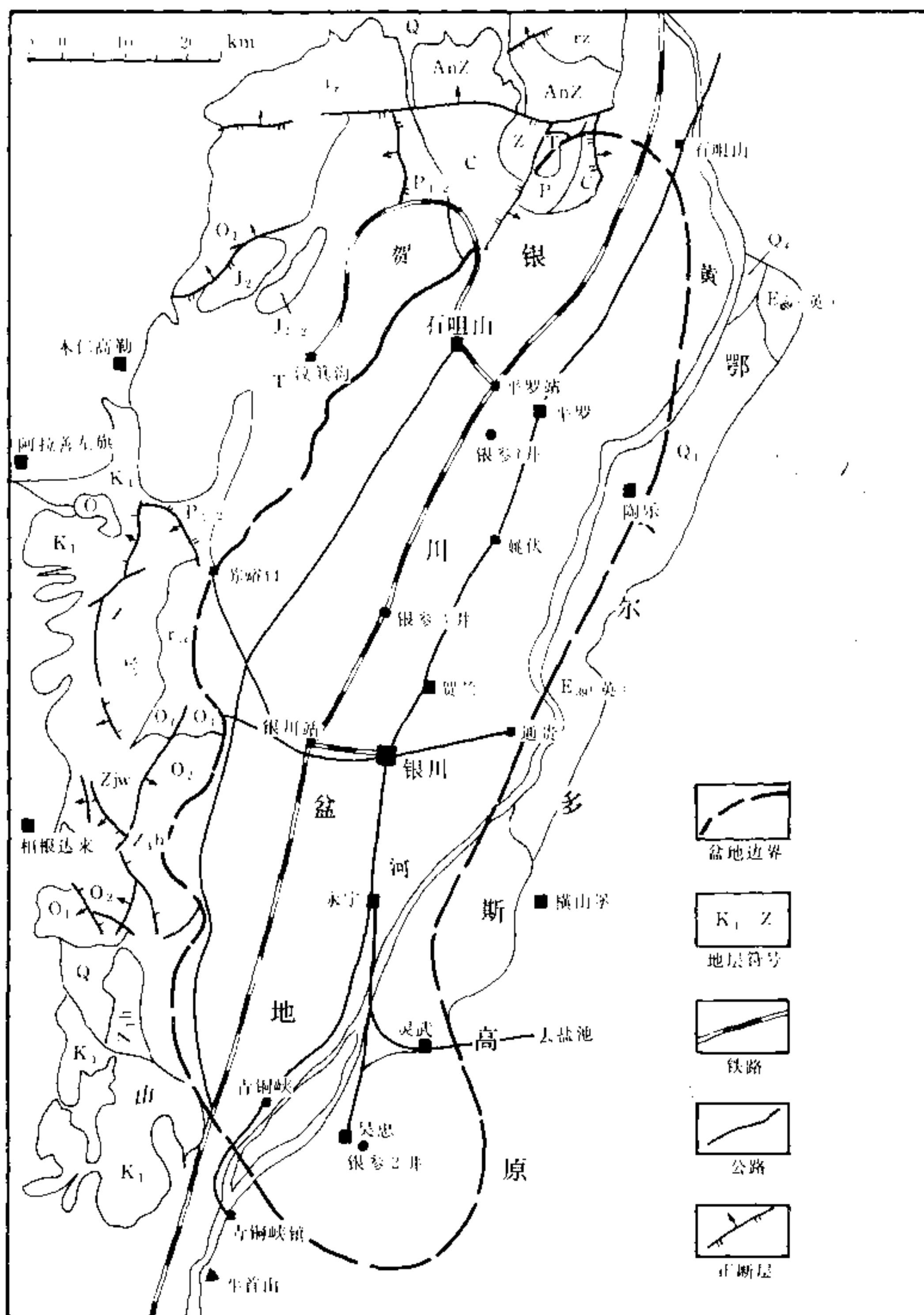


图 2-2-1　银川盆地位置图

银川盆地的勘探始于 1957 年，先后由地质部中甸物探队，石油工业部银川勘探处开展

地球物理勘探。截止1969年完成地震剖面累计长1821.4公里，电测深剖面长157.2公里及全区的重、磁力普查，共发现8个局部构造及背斜显示。

1965年、1970年先后在平罗、吴忠、芦花台三个局部构造钻参数井，井号分别为银参1、银参2、银参3，井深3000～3500米。钻探结果银参1井在上第三系见油砂，其它两井无油气显示。三口参数井均未进行试油(表2-2-1)。

1978年又在银川以北开展了地震勘探工作，完成多次覆盖剖面10条，剖面长195公里。

第二节 地　　层

银川盆地除了沉积较厚的第三系、第四系之外，也有下白垩统沉积(表2-2-2)。

下白垩统为一套山麓-河湖相沉积，分布于贺兰山的东西两侧。东侧主要见于小井、红石墩、庙山湖、英发沟一带。过去曾分上、下两组，上组为庙水湖组(亦称庙山湖组)，下组称柳沟门组。1969年石油工业部银川(石油勘探会战指挥部)108队根据庙水湖剖面上含丰富的 *Cypridea* 女星介等化石，确定其时代为下白垩统。

以庙水湖红崖剖面为例，下部棕红色泥岩夹砂岩，底部为厚37米的砾岩，与其下的砾岩为断层接触。上部为桔红、红灰、灰白色泥灰岩夹紫红色砂岩和泥岩，顶与上第三系为不整合接触。出露厚504米。本层含 *Cypridea acclinia* 斜女星虫，*Atopochara* sp。奇异轮藻(未定种)。

在红崖剖面以南十余公里的英发沟，本统出露较全，总厚938.4米。

银川盆地东侧的下白垩统(志丹组)，除在横山堡附近零星出露外，主要见于一些钻孔中。石咀山东南紧靠地堑边缘的钻井剖面全为砾岩、伊3井厚309.5米，伊16井厚242米，分别不整合于二叠系和上石炭统之上。可以看出，盆地周围的白垩系无论是庙水湖组还是志丹组，从它们的岩性组合、化石特征来看均比较一致，可以对比。贺兰山东侧，从三关口向南仍断续分布有东倾的下白垩统，其底部砾岩在横向上表现为距贺兰山、桌子山越近砾径越粗，向东远离老山物源区砾径变小。纵向上下白垩统由下向上表现为由粗变细，即由山麓河流相过渡到河湖相。

第三系主要分布于牛首山与贺兰山南段。下第三系始新统寺口子组(E_{2s})，仅见于永宁县鹰咀山，为灰褐色砾岩，厚度不详。渐新统清水营组(E_{3q})零星出露于鹰咀山、红石墩以及黄河以东的横山、清水营等地。牛首山彰恩堡剖面出露厚318.2米。其下部为紫、棕褐色泥岩，底部为浅灰色石膏砂岩及细砾岩，中部桔黄色石膏质砂质、石膏砂岩夹紫红色、深棕红色泥岩。上部褐、棕红色泥岩夹灰白色砾状砂岩，间含石膏，见 *Cyprinotus fortelis* 巨形美星介，*C*。*formaris* 福尔马林美星介等化石。

上第三系在盆地南段外围较发育，分布范围广，如乱山子、井石子梁和牛首山周围。以彰恩堡剖面为例，中新统红柳沟组(N_1)为灰、灰黄、灰白色砂岩与土红、桔红色泥岩、砂质泥岩互层夹砂岩透镜体，含 *Platybelodon* sp. 铲齿象(未定种)、*Stephanocemas* sp. 皇冠鹿(未定种)等化石。上新统干河沟组(N_2)为灰色砂岩、砾岩与土黄、土红色泥岩、砂质泥岩不等厚互层，底夹薄层泥灰岩，含 *Hipparion* sp.三趾马(未定种)等化石。

表 2－2－2　银川盆地地层表

地层时代					厚度(m)	岩性特征	生物化石
界	系	统	组	代号			
新生界	第四系			Q	450～1600	浅灰色细砂岩夹同色砂质粘土，局部含蚌壳碎片及副田螺	
						棕灰色细砂岩夹灰色、黄灰色粘土层，含螺壳、塔螺、扁蜷螺化石	
						棕灰色砂岩夹灰色粘土层，含扁蜷螺、塔螺化石	
	上第三系	上新统	干河沟组	N_2	200～1400	灰色砂、砾岩与土黄、土红色泥岩砂质泥岩不等厚互层	含 *Hipparion sp.* 三趾马（未定种）
		中新统	红柳沟组	N_1	840～1800	灰、灰黄、灰白色砂岩与土红、桔红色泥岩、砂质泥岩互层，夹砂岩透镜体	含 *Platybelodon sp.* 铲齿象(未定种) *stephanocemas sp.* 皇冠(未定种)
	下第三系	渐新统	清水营组	E_{3q}	1000～1300	上部为褐、棕红色泥岩夹灰白色砾状砂岩 中部为桔黄色石膏质砂岩夹紫红、深棕红色泥岩 下部为紫、棕褐色泥岩，底为浅灰色石膏砂岩及细砾岩	含 *Cyprinotus fortelis* 巨形美星介，*C. formaris* 福尔马林美星介
		始新统	寺口子组	E_2S	1500～2500	灰褐色砾岩	
中生界	白垩系	下统	庙水湖组	K_1	504～938	上部为桔红、灰白色泥灰岩夹紫红色砂岩与泥岩 下部为棕红色泥岩夹砂岩，底部为37米的砾岩 本组与志丹组可以对比	含 *Cyprideaacclinia* 斜女星虫，*Atopochara sp.* 奇异轮藻(未定种)
			柳沟门组				

盆地内第三系主要见于银参1、2、3井，为一套红色泥岩及砂岩，其中银参2井岩性较粗，见较多砾状砂岩及砾岩。

根据地面剖面及井下资料对比，银参1井井深2711米以下，砂岩较上段相对减少、泥岩增多，3250米以下尚含石膏，与彰恩堡剖面渐新统可以对比。井深2800米以下的泥岩在灰绿、棕红等主要色调的基础上，开始出现灰、深灰色，且含石膏，又与临河坳陷临深2井渐新统相似。故将银参1井2711米以下划为渐新统。据孢粉分析成果也认为其组合特征"与我国晚渐新世孢粉组合可以对比。"

盆地南缘的银参2井因缺乏古生物等资料，无法确定其界限。而银参3井1930.5米以下的地层相当于银参1井1810.5～2711米。即银参3井上第三系增厚，认为没有钻达下第三系。其根据是：

1)银参3井2322米以下广泛分布轮藻化石，其中以 *Tectochara* 有盖轮藻占绝对优势。有盖轮藻在牛首山的上新统中最发育。

2)银参3井下部井段的岩石色调及岩性组合不同于银参1井2711米以下的渐新统。

根据本区上述分层意见和少量地震资料可以看出：盆地北部下第三系始新统厚为1500～2500米，渐新统厚1000～1300米。上第三系厚度变化较大，中新统为840～1800米、上新统为200～1400米。在盆地南部第三系普遍减薄，厚度约1600～2200米。

第四系主要见于银参1井，厚达1600米。岩性以灰色、黄灰色粘土为主夹棕灰色砂岩。含 *Pyrgula* 塔螺，*Planorbis* 扁蜷螺，*Viviparus* 副田螺化石。

第三节 沉 积 相

一、早白垩世

侏罗纪末期的燕山运动，使桌子山贺兰山受到挤压，褶皱隆起；在隆起的东坡，不整合于不同老地层之上的是白垩纪早期的山麓堆积砾岩，其上又连续沉积了河流相碎屑岩，岩性为红色泥岩、砂岩。盆地西南缘的庙水湖及桌子山东侧，尚有淡水石灰岩、泥灰岩，含介形虫、瓣鳃类、腹足类等生物，总厚1000米左右。沉积特征反映本区古气候条件比较复杂，以红色地层为主又夹有深灰色等暗色层，同时，古生物时而丰富时而贫乏，说明白垩纪干旱与潮湿气候交替。

二、早第三纪

由于燕山晚期运动的影响，使贺兰山桌子山以东广大地区缺失上白垩统及下第三系古新统，始新世起才接受沉积，贺兰山东侧银川-同心一带，第三系主要为一套湖泊相沉积，岩性为红色砂岩、泥岩及夹石膏层，总厚3000米左右，气候炎热干燥。局部地区如本区外围同心、海源一带为半咸化湖相沉积。银川一带渐新统在银参1井钻厚648米(未穿)，属浅湖—半深湖相沉积，是一套红色、深灰色泥质岩夹砂岩，其中砂岩仅占地层厚度的14%。当时气候温暖、干旱交替，陆上有以松科为主的针阔叶混交林。与邻区同时代地层比较，本区沉积厚度大，暗色泥岩多。推测深部存在生油条件更好的半深水—深水湖相沉积。盆地南缘基岩隆起较高，沉积较薄，如银参2井第三系总厚1093米(?)，岩性为红色砂岩，砾状砂岩夹泥岩，直接超覆在奥陶系之上。

三、晚第三纪

晚第三纪，盆地内断裂活动进一步发展，差异升降运动加剧，在盆地范围内形成了大套

滨湖—浅湖相沉积，岩性为红色夹灰绿色泥、砂岩，中下部夹泥灰岩。银参1井钻厚1102米，其中砂岩占地层厚度的43.5%。向南沉降幅度更大，如银参3井厚2535米(未穿)，其中砂岩占地层厚度的68.6%。属高补偿性沉积。该区还有较多的介形虫、轮藻及腹足类等生物。永宁—吴忠一带沉降幅度减小，银参2井，厚仅745米，属滨湖—坡积相沉积，岩性为灰黄、红色砾岩、砾状砂岩夹泥岩。

第四节 构 造

一、盆地基底的组成

盆地的基底由不同时代地层组成，断陷南端吴忠一带经银参2井证实，第三系之下直接与下古生界接触；青铜峡以北至永宁一带估计有白垩系。断陷中部银川一带，根据地震资料显示，为第三系的深凹陷部位，从盆地东西两侧相邻的贺兰山、横山堡一带出露地层推断，基底为下古生界及前古生界；盆地的北端(平罗以北)基底最深5400米，石咀山煤矿以南，即红果子横断层以北，地震T_9反射层出现，说明该区基底除部分为下古生界以外，在东翼和北端还可能有上古生界；这一点可从北面石咀山煤矿的石炭系与铁克苏庙断褶区钻井见到石炭二叠系得到证明。

二、盆地的形态及局部构造

盆地整个面貌为一近南北走向的大凹陷，这一凹陷是夹持在贺兰山与鄂尔多斯盆地的西缘冲断构造带之间的地堑式断陷盆地。区域走向在银川以北为北北东向，以南为北北西向，形成一个向西突出的弧形(图2–2–1)。盆地东西两侧以正断层与邻区分界。

根据以往地震概查资料，盆地内共发现局部构造与背斜显示8个(图2–2–2)。其名称为吴忠背斜、芦花台背斜、沙湖桥背斜、崇兴寨半背斜、永宁背斜、金银滩背斜显示、平罗背斜、姚伏背斜显示。局部构造有以下几个特点:

1)构造早期形成，长期发展，继承性明显。第三系深层构造幅度大，浅层幅度小。下第三系构造一般在渐新世已见雏形，中新世强化，上新世定型。

2)构造的形成与基底起伏有密切关系，一般发育在基底抬起的高部位或基底活动带。

3)构造多为断裂所破坏，构造隆起多被断裂横切为几个断块。

4)构造轴向多为北北西向。

三、断裂发育特征

据不完全统计，在盆地86条断裂中以正断层为主，有53条，占总数的61%；逆断层次之，有26条；7条性质不明。

断裂走向有北北东向(28条)、北北西向(17条)，北东向(15条)三组。

盆地东西边界断裂系为一级断裂，内部平行边界的断裂，断距较大，属二级断裂，目前有两组。其它断裂均属三级断裂，三级断裂使局部构造复杂化，一般断距不大，仅100～200米，最大300～400米。

四、盆地的形成机制

断块学说认为，地堑的形成，主要取决于断裂的发展。断裂的发展与其两侧块体的相对运动有密切关系，两侧块体的相对运动又与区域应力场的规模、性质等有联系。因此在讨论银川盆地形成机制时，首先必须明确该区区域应力场的性质。

自中生代以来中国东部构造受库拉—太平洋板块活动的影响和控制，形成了一系列北东

—北北东向构造带，主应力方向为北西—南东向。渐新世印度洋板块以北北东方向与欧亚板块接近，并发生碰撞。因此使中国西部，西南部主压应力方向为北东—南西向。

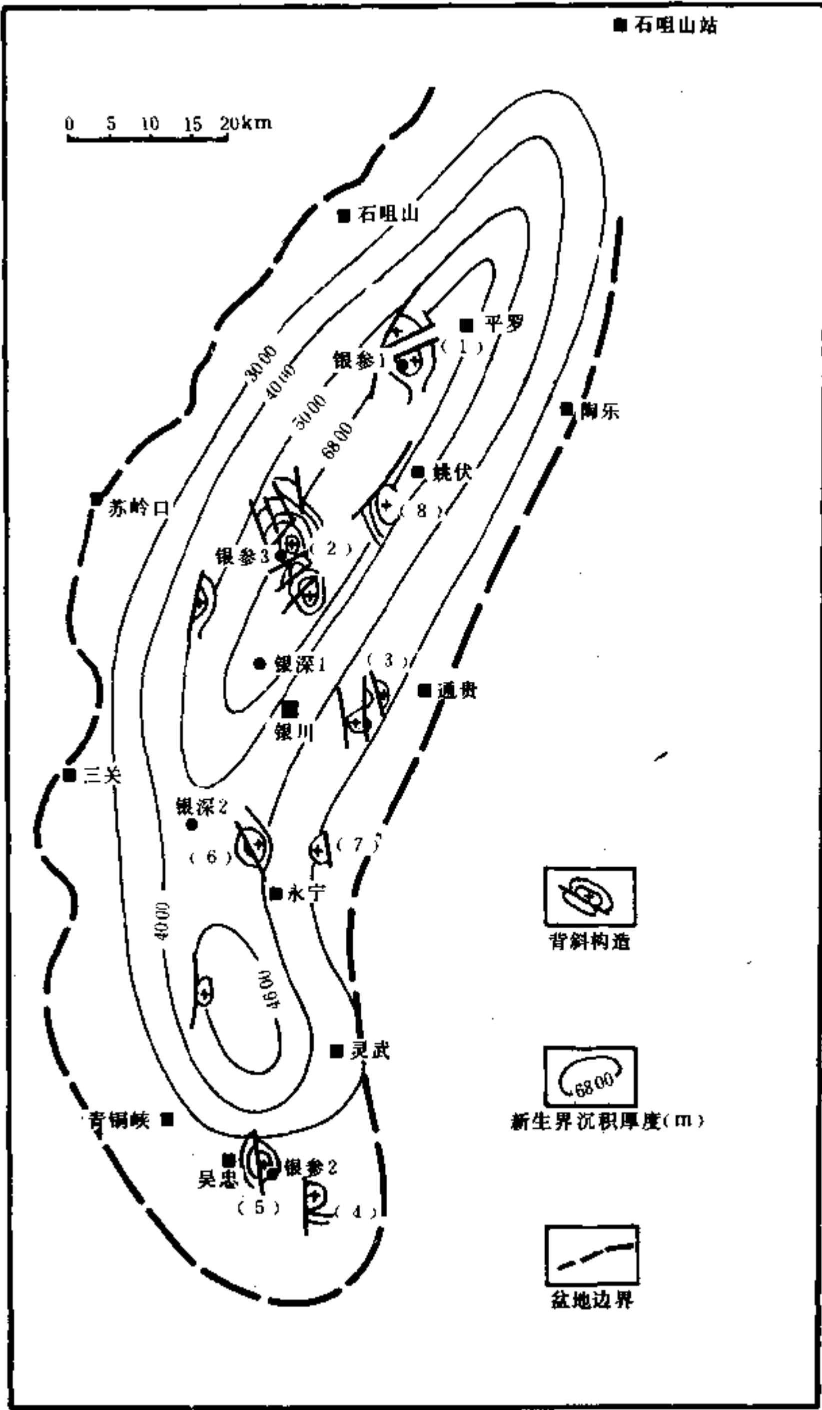


图 2-2-2　银川盆地局部构造分布图

①平罗背斜；②芦花台背斜；③沙湖桥背斜；④崇兴寨半背斜；⑤吴忠背斜；⑥金银滩背斜显示；

⑦永宁背斜；⑧姚伏背斜显示

由于该区受到上述两个板块向欧亚板块不同方向活动的影响，位于鄂尔多斯盆地西部的银川盆地，在新生代处于右旋剪切-引张应力的支配下，形成了地堑型盆地。

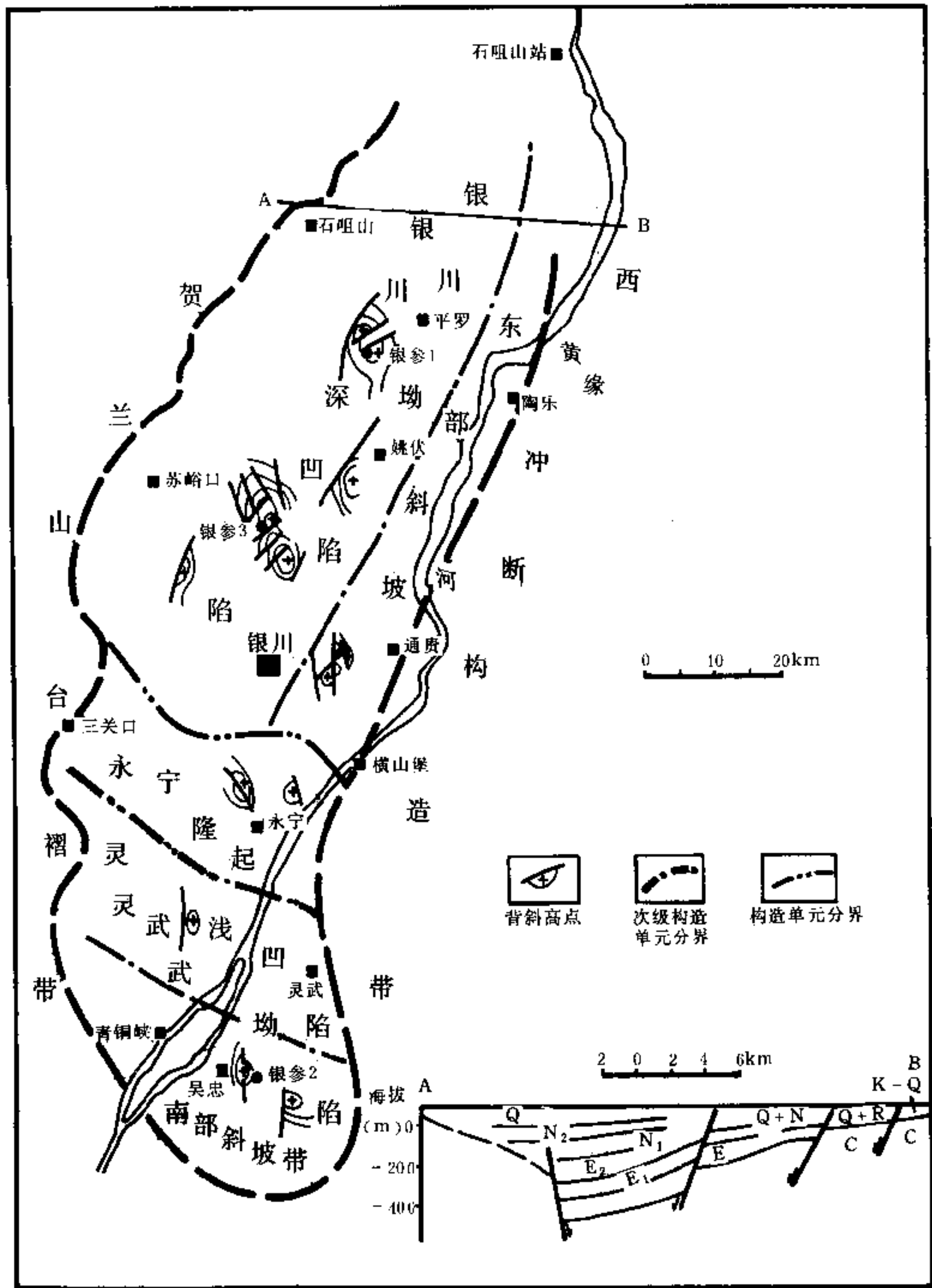


图 2-3-3 银川盆地构造单元划分图

对地堑的形成发育过程，可大致分为三期：

初始裂陷期，至少在渐新世之前发生。

裂陷扩张期，渐新世–中新世。

差异断坳期，上新世–全新世。

五、构造单元划分

根据盆地基底结构和埋藏深度，结合重力布格异常图及地震构造图等，可将银川盆地划分为三个构造单元，即永宁隆起、银川坳陷、灵武坳陷。银川坳陷又进一步划分为银川深凹陷和东部斜坡，灵武坳陷又分为灵武浅凹陷和南部斜坡(图 2–2–3)。

第五节 生 油 层

盆地内所钻之三口参数井，只在银参 1 井见到较多暗色泥岩，即从井深 2036.5 米直至完钻井深 3358.9 米，暗色泥岩累计厚度 515.9 米。其中渐新统暗色泥岩厚 290.4 米。进行生油常规分析认为，有利生油层段为井深 3204～3277 米，岩性为绿灰色、深灰色泥岩夹浅灰绿色、棕褐色泥岩及砂岩、粉砂岩。其中暗色泥质岩含量达到 83.8%，为全井最集中层段，属于弱还原–还原环境湖相沉积。有机碳含量为 0.47%，荧光沥青平均含量接近 0.02%，暗色泥岩单层厚度一般在 5 米左右，最大达 20.5 米，生油岩总厚为 53 米。

1981 年重新采样，分析井段 3206～3281 米，有机碳 0.5%，氯仿沥青“A”0.0797%，全烃含量 308ppm。这些指标说明该井渐新统的有机质丰度与临河坳陷比较接近。干酪根组分分析中类脂组为 64.71～72.24%，生油岩属混合型。从全烃色谱分析资料进行计算，渐新统 OEP 值为 1.18，中新统为 1.22。渐新统为低成熟生油岩，中新统不成熟。

上述资料证明银参 1 井渐新统是可以生油的。该井只钻遇下第三系 647.9 米，估计其下仍有一定厚度的生油层段。

另外，利用地震资料进行了生油成熟度（TTI）分析，计算结果说明上第三系在盆地内大部均未成熟。渐新统成熟范围大致在银川至黄渠桥以北一带。除平罗以北黄渠桥附近大部生油层达到成熟阶段外，其它两剖面均为低成熟阶段。成油门限深度 3110～3310 米，温度为 103.3～109.3℃。大量生油的深度为 4700 米，温度为 151℃。成熟期在 8.8～12 百万年前。

第六节 储 集 层

盆地内井下资料反映了第三系砂岩发育，特别是上第三系砂岩比例大、物性好，有良好的储集层存在。上第三系在银参 1 井总厚 1102 米，其中砂岩厚 479 米，占整个剖面的 43.5%。

银参 3 井上第三系没有钻穿，已钻厚度为 2534.94 米。与银参 1 井对比普遍增厚、变粗，砂质岩占剖面 60%以上，井深 1930～3543.94 米，砂岩总厚 907 米，占地层厚 56.1%。这些砂岩物性好，分析两块标本，渗透率高达 3865×10^{-3}～4220×10^{-3} 二次方微米，孔隙度 25.6～27.2%。

第七节　综合评价及有利区预测

银川盆地是燕山期隆起、喜山期引张断陷、至今仍在活动的具有裂谷性质的地堑盆地。与国外的莱茵地堑对比，二者的形成与发育过程具有一定的相似性。

银川盆地内有巨厚的沉积岩，新生界超过6000米，井下第三系剖面已钻厚度中有1／3的暗色泥岩，沉降速度大，与华北新生代断陷盆地大体一致(华北沉降速度为0.12～0.18毫米／年，银川为0.1～0.17毫米／年)，具有生成油气的地质基础。盆地内差异升降运动强烈，局部构造发育。目前勘探程度低，尚需进一步开展综合勘探。

根据目前盆地内有限的地震成果、构造资料综合评价为:

一、含油有利区

包括银川坳陷、东部斜坡、永宁隆起三个构造单元（图2-2-3)，面积约4000平方公里，该区块的有利条件是坳陷深、沉积厚，可能是盆地的生油中心。局部构造较发育，发现有平罗、芦花台等构造，且面积及闭合高度较大，有利于储集油气。东部斜坡区紧邻深凹陷，斜坡上发育有一些平缓的被断层切割的台褶，并发现有小幅度的如沙湖桥背斜构造，可能还会发现一些断块构造或断鼻构造。该区南部的永宁隆起带，北临银川深陷带，是油气运移的指向，隆起带上的局部构造对储集油气有利。

该区的不利条件是目的层埋深较大，银参3井3543.9米，尚未进入渐新统。

二、含油远景区

石咀山—平罗远景区（图2-2-3）面积约500平方公里，预测该区地下有石炭二叠系。该层在鄂尔多斯盆地西缘冲断构造带内是含气层，预计在该区仍为主要目的层。但北端抬升较高，断块活动剧烈，保存条件变差。

第三章　六盘山盆地●

第一节　概　　况

六盘山盆地位于东经105°～107°，北纬34°40′～37°20′。北界天景山，西界西华山-南华山，东界鄂尔多斯盆地西缘。地跨宁夏的同心、海原、固原，泾源、隆德，陕西的陇县等地。盆地呈北北西向延伸，北宽南窄，面积14000平方公里（图2-3-1）。

表2-3-1　六盘山盆地钻探简况表

井号	盘探1井		井号	盘参4井		井号	盘探2井	
井位	头营潜伏背斜顶部		井位	肖家湾背斜顶部		井位	黄谷川背斜上	
完钻深度(m)	3200.0		完钻深度(m)	3202		完钻深度(m)	2570.5	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	73	69.7	第四系	34	30.55	上第三系	9	5.63
上第三系	812	739	上第三系	88	54.0	下第三系	274	265
下第三系	1547	735	下第三系	1010	922.0	上白垩统	1231	957
下白垩统	3200	1653	下白垩统	3202	2192	下白垩统	2570.5	1339.5
油气显示			油气显示			油气显示		
层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别
	无				全井见11处含油显示,总厚度13.48m		无	
试油结果			试油结果			试油结果		
层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果
		未			未			未

●蹇启权等，1984，六盘山盆地早期油气资源评价。

井号	盘探3井		井号	盘中1井		井号	盘中2井	
井位	陈家洼山背斜南端		井位	东台梁背斜上		井位	海子峡～候家河背斜北部	
完钻深度(m)	2300.31		完钻深度(m)	1200		完钻深度(m)	1200	
Ly 地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	20	16.31	第四系	0～5.3		第四系	32.5	29.65
下第三系	1204	1184.0	下第三系	～580.75	575.45	下白垩统	1200	1167.5
下侏罗统	2300.31	1096.31	下白垩统	～1200.0	619.25			(未完)
(延安组)								
油气显示			油气显示			油气显示		
层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别	层位	深度(m)	类别
		三处见	下第三系	144～225	气测异常	下白垩统		断续见沥青、方解石油浸
		荧光						
试油结果			试油结果			试油结果		
层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果	层位	深度(m)	结果
					未			

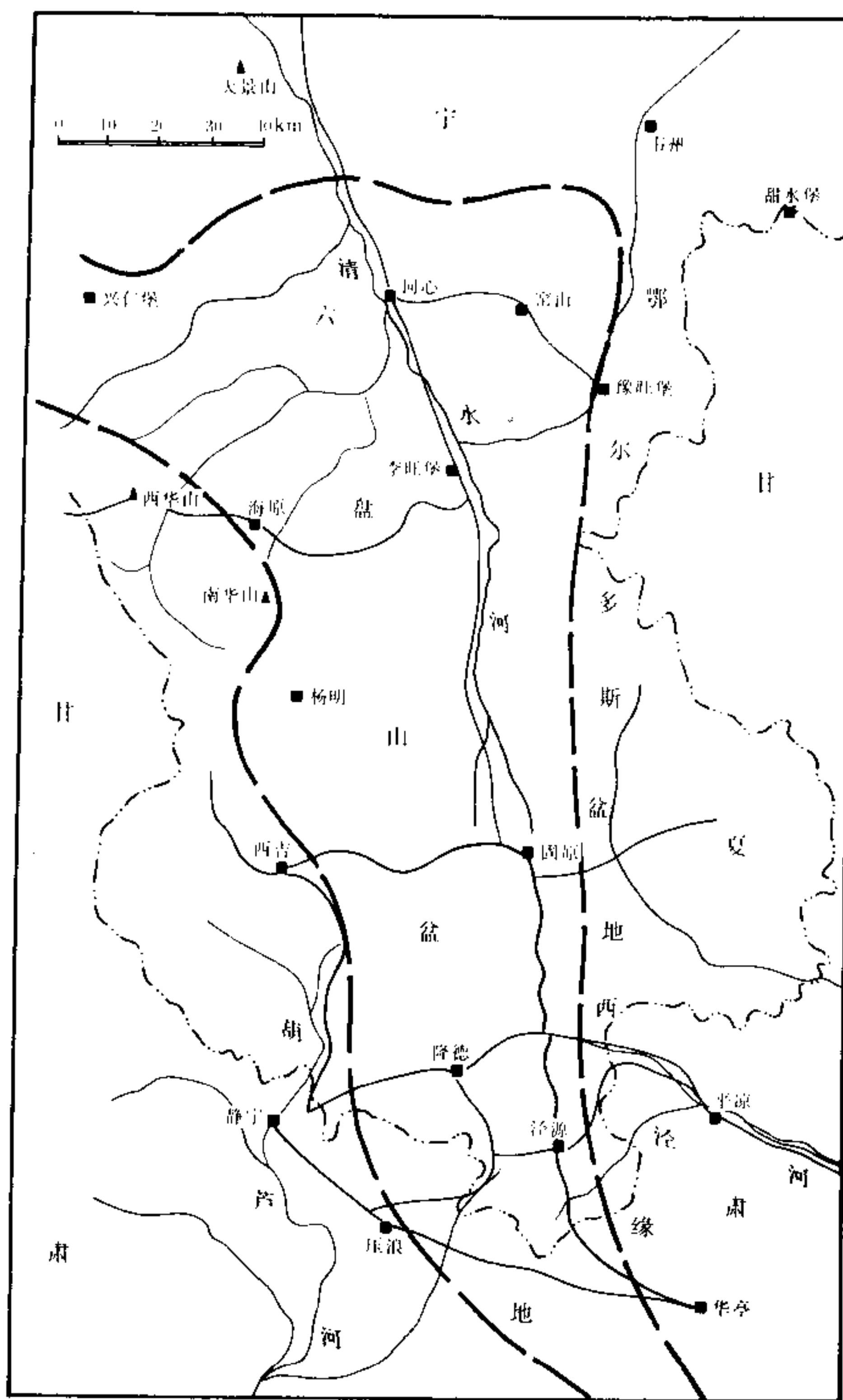


图 2-3-1 六盘山盆地位置图

六盘山盆地以它众多的油气显示，在50年代就引起石油地质工作者的重视。地面已发现油气显示30余处，井下有20口井见显示。分布范围北起窑山、兴仁堡，南至泾源老龙潭一带。长达180余公里。油气显示产状以裂缝含沥青为主，气苗或岩芯冒气及荧光显示为次，个别为晶洞含油。层位包括石炭系、侏罗系、白垩系和第三系。约有95%集中在下白垩统六盘山组马东山-乃家河段。

1955～1957年地质部633队在北起同心，南至平凉泾源一带进行了地质普查。中匈物探队在清水河谷进行了少量地震和大地电流工作。

1958～1960年石油工业部银川石油勘探局对全区进行了地质详查，钻浅井数十口。1965～1967年该局进行了物探和大量的地面地质工作，并钻参数井和中、深井6口，即盘参1、4，盘探2、3，盘中1、2。各井简要情况参阅表2-3-1。

以上共投入18个地质队年、5个物探队年，做单次地震剖面624.56公里，发现大小局部构造数十个，主要者18个。共钻井95口，总进尺5.72万米。其中深度大于千米的井有12口，2000～3000米的探井4口（盘探2、3，盘参1、4）。

1983～1984年，在开展资源评价工作中，共收集地面剖面100余条，钻井剖面40余口。轻重矿物、生油、储集层物性数据5万多个。补采地面样品17块，6口探井岩芯样品27块。

第二节 地　　层

一、石炭系

主要分布于盆地北部，为灰、灰白、紫灰色泥灰岩夹灰黑色泥页岩、碳质页岩及煤线，厚200～1000米。

二、侏罗系

主要分布于盆地北部，与石炭系呈不整合接触。

1.中下统延安组

灰黑、深灰色泥岩、砂岩互层夹煤线。厚350～1000米。含*Neocalamites* cf.*carcinoides*蟹形新芦木（相似种）。

2.中统安定直罗组

紫红、灰绿色砂岩与泥岩的互层，厚160～330米。

三、下白垩统六盘山组

自下而上分为五段：

三桥段：黄灰色粉砂岩夹细砾岩，南部地区与中奥陶统平凉组为不整合接触。厚90～155米。

和尚铺段：紫红、紫棕色砂质泥岩夹灰绿色砂质泥岩，底部夹有棕紫色泥质粉砂岩。向边缘底部相变为红色砂岩或砾岩，厚260～728米。

李洼峡段：棕色，暗棕色夹深灰色泥岩及泥灰岩，局部含石膏，厚400～930米。

马东山段：深灰、黑灰夹少量棕褐色泥岩、灰质泥岩及泥灰岩，局部夹油页岩。富含鱼化石，厚752～1246米。

乃家河段：深灰色、灰色灰质泥岩夹泥灰岩及少量薄层灰白色细砂岩，局部夹石膏层，厚317～620米。

表 2－3－2 六盘山盆地地层表

地层时代						厚度(m)	岩性特征	生物化石
界	系	统	组	段	代号			
新生界	第四系							
	第三系	上第三系	甘肃组		N_2g	300～740	土黄色棕红色砂质泥岩。盆地西部底部发育厚层砾状砂岩及砾岩	*Ilyocypris sp.* 土星介未定种 Sinochara sp. 中华轮藻未定种
		下第三系	清水营组	第四段	E_3q^4	170～609	棕红色砂质泥岩	*Cyprinotus fortelis* 巨型美星介
				第三段	E_3q^3	316～407	棕红色砂质泥岩、泥岩与块砂岩的互层	
				第二段	E_3q^2	100～368	棕红色砂质泥岩	
				第一段	E_3q^1	28～60	棕红色、桔红色砂岩	
			寺口子组		E_2s	70～152	棕红色块状疏松石英砂岩	
中生界	白垩系	下统	六盘山组	乃家河段	K_1n	317～620	深灰色灰质泥岩夹泥灰岩及少量薄层灰白色细砂岩，局部夹石膏层	*Cypridea aff. carernosa* 洞穴女星介(亲近种) *Lycopterocypris aff. infantilis* 渺小狼星介(亲近种)
				马东山段	K_1m	752～1246	深灰夹少量棕褐色泥岩,灰质泥岩及泥灰岩,局部夹油页岩,富含鱼化石并有软沥青	
				李洼峡段	K_1l	400～930	棕色夹深灰色泥岩、泥灰岩,局部含石膏	
				和尚铺段	K_1h	260～728	紫红色砂质泥岩夹灰绿色砂质泥岩,底部夹有棕紫色粉砂岩。向边缘底部相变为砂岩或砾岩	
				三桥段	K_1s	90～155	黄灰色粉砂岩夹细砾岩	
	侏罗系	中统	安定直罗组		J_2	160～330	紫红、灰绿色砂岩、泥岩互层	
		中下统	延安组		$J_{1-2}y$	350～1000	灰黑、深灰色泥岩,砂岩互层夹煤线	*Neocalamites cf.carcinoides* 蟹形新芦木(相似种)
古生界	石炭系				C	200～1000	灰、灰白、灰紫色泥岩夹灰及灰黑色泥页岩、碳质页岩、泥灰岩及煤线	

以上六盘山组含 *Cypridea* aff. *carernosa* 洞穴女星介（亲近种）、*Lycopterocypris* aff. *infantilis* 渺小狼星介（亲近种）。

四、下第三系

1.寺口子组

岩性为棕红色块状疏松石英砂岩，厚70～152米，与下白垩统六盘山组为不整合接触。

2.清水营组

第一段为棕红色，桔红色砂岩，厚28～60米。第二段为棕红色砂质泥岩，厚100～368米。第三段为棕红色砂质泥岩与块状砂岩的互层，厚316～407米。第四段为棕红色砂质泥岩，厚170～609米。

以上下第三系含 *Cyprinotus fortelis* 巨型美星介。

五、上第三系甘肃组

岩性为土黄色、浅棕红色砂质泥岩，盆地西部底部发育厚层砾状砂岩及砾岩。与下第三系为假整合接触。厚300～740米。

本组含 *Iiyocyplis* sp.土星介（未定种），*Sinochara* sp.中华轮藻（未定种）。

第三节　沉　积　相

六盘山盆地沉积了巨厚的下白垩统及第三系，纵向上表现为由粗到细两大旋回。根据沉积特点把早白垩世沉积相分为三桥－李洼峡期、马东山期及乃家河期叙述，早第三纪分寺口子期与清水营期两期叙述。

一、早白垩世

1.三桥－李洼峡期

侏罗纪末期的燕山运动，使月亮山、陇山、云雾山等地隆起成山，原来的低地继续扩大，形成了白垩纪湖盆的雏形（图2-3-2），在山地前堆积了较厚的山麓相砾岩。盆地内部由于凸凹不平，在古高地附近也往往就地堆积一些砾岩。砾石成分因地而异，火石寨、固关等地以花岗岩、花岗片麻岩及变质岩为主；北部盘探2、3井为石英岩和其它变质岩；石峡口、青山、窑山、炭山、和尚铺则主要为石灰岩；三桥－李洼峡后期，盆地边下沉边沉积，平面上从外向盆地内部依次出现了河流－三角洲相，滨湖－浅湖相及半咸湖相。其中河流三角洲相一般呈环状及半环状分布，相带较窄，但却是砂岩比较集中的地带，砂岩占地层厚度80%以上，斜层理、交错层发育。东侧的华亭、彭阳、安口镇、平凉等地，由于地势低缓，使六盘山盆地与鄂尔多斯盆地勾通，以河流相为主；滨湖－浅湖相分布在湖盆中心部分，范围较广。岩性为红色泥岩、砂质泥岩、灰质泥岩夹泥灰岩、粉砂岩及砂岩，泥质岩含量增高为60～90%，砂质岩厚占地层厚小于20%，含叶肢介、鱼类和植物碎片化石；半咸湖相出现在湖盆内局部地区，盘中2井在钻厚708.5米层段内为深灰、黑灰、暗绿灰间夹紫红色泥岩、灰质泥岩、泥灰岩及薄层砂岩，普遍含石膏，下部还有岩盐及芒硝，岩盐厚0.1～0.2米。泥质岩中暗色岩厚度比例增高到88%；北部青山地区上部为灰、黄色细－中粒砂岩夹灰色灰质泥岩及黄铁矿薄层。中下部为红、蓝、土黄色泥页岩及中层状砂岩，底为两层透镜状砾岩。全层砂质岩厚度占地层厚度的35%，泥质岩占49%。泥质岩中黑色、灰绿色岩层厚度占总厚度的70%，属局部河漫滩相。三桥－李洼峡期早期气候炎热干燥，以红层为主生物稀少；后期灰、灰绿色增多，植物化石和黄铁矿晶粒比较常见，古气候向温暖潮湿转化。

图 2-3-2　六盘山盆地早白垩世三桥—李洼峡期沉积相图

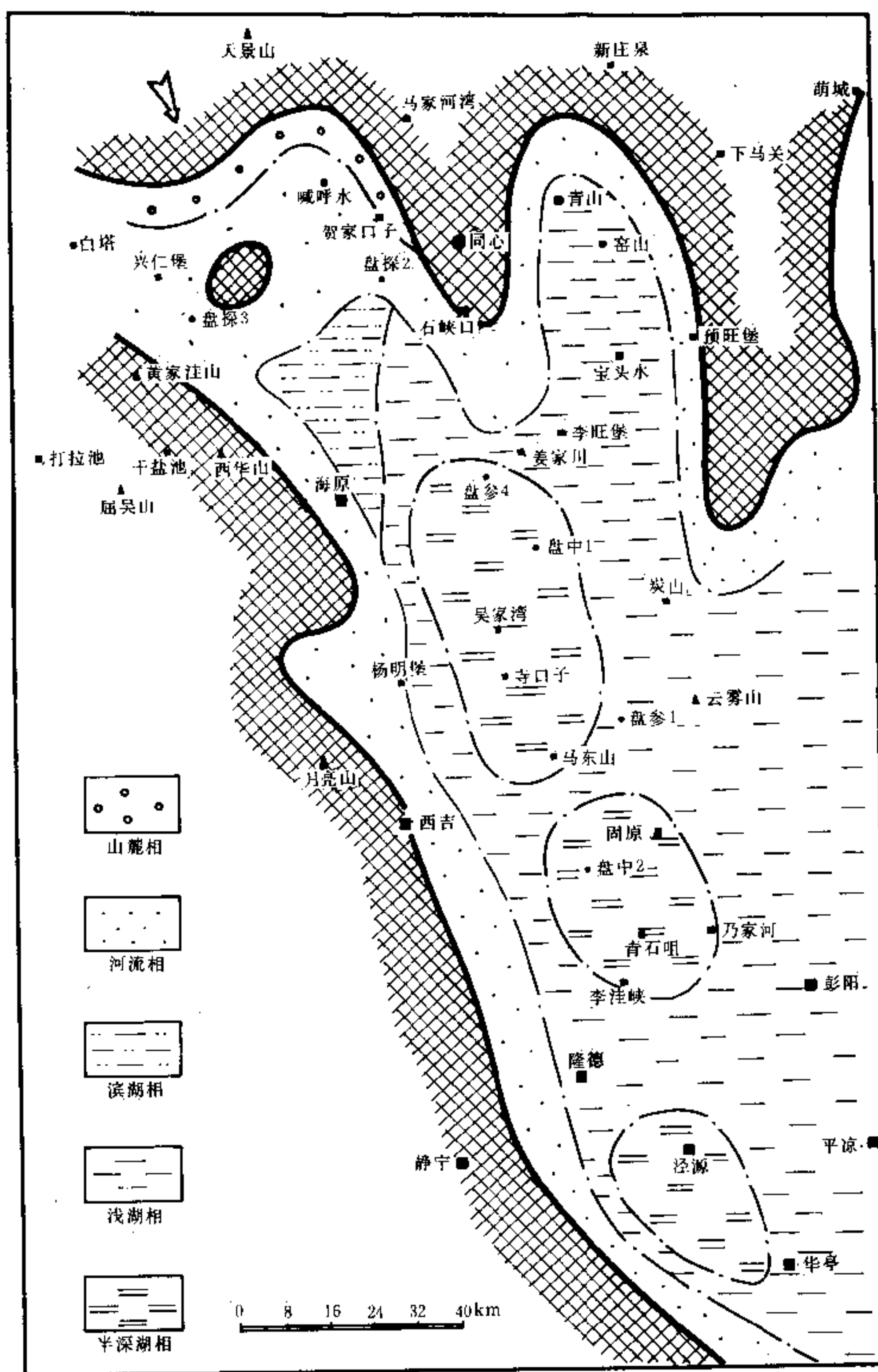


图 2-3-3　六盘山盆地早白垩世马东山期沉积相图

2.马东山期

此期盆地继续下沉，湖水明显加深，湖区范围进一步扩大，向东与鄂尔多斯盆地连为一体，成为湖盆发展的全盛时期。气候温湿，生物繁茂,沉积环境属弱还原-还原环境，为白垩纪主要生油时期（图 2-3-3）。

盆地北部马东山组和乃家河组为一套红色碎屑、粘土岩常含砾石、二者不易分开，属河流相沉积，分布在老山前缘，其中砂质岩占 35～65%，泥质岩占 40～60%。往南在陇山前缘的河流相区、携砂能力强、沉积速度快、沉积厚度大，砂质岩厚度占地层的 79%、泥质岩仅占 9%，大型斜层理发育；滨湖相由于湖水较浅，沉积物经常露出水面，氧化作用较强，岩性为棕红、灰绿色泥岩与棕红色砂岩、砾状砂岩之间互层，夹泥灰岩条带。纵向上具多次重复的正韵律层、说明受河流的影响较大；浅湖相范围最广，岩性为深灰、灰紫、黄绿色泥岩、灰质泥岩、泥灰岩，偶夹砂岩及鲕状灰岩。砂岩具微细交错层，近湖岸的青山、石峡口、三合镇等地，砂质岩含量相对较高，可达 10%左右。总体上看泥质岩厚度较大，暗色泥岩为主占地层的 36～56%，红色泥岩厚度比例不超过 10%。三关口、炭山、窑山等地有丰富的叶肢介、介形虫，鱼类及植物化石碎片；深湖-半深湖相为湖盆最深部位，水体平静属还原环境。该相带分布于吴家湾、固原、泾源等地，为一套深灰，黑灰色泥页岩、灰质泥岩、泥灰岩及多层油页岩，杨家店、沙南两地油页岩厚 0.3～21 米，普遍含黄铁矿晶粒。处于相带边缘的盘参 4 井，上部泥岩含岩盐并夹薄层粉砂岩。老龙潭、青石咀等地含丰富的浮游生物。

3.乃家河期

初期保持马东山期的沉积特点，随着盆地逐渐抬升，湖水变浅湖盆缩小。古气候逐渐由温暖潮湿变得炎热干燥。大范围内仍为浅湖相泥质岩沉积，仅湖盆中心的肖家湾、黑林一带尚保持浅湖-半深湖相，沉积了深灰、灰色灰质泥岩夹泥灰岩及少量砂岩、粉砂岩。泥岩含石膏。向外红层增多，北部边缘几乎全为红色碎屑岩。广大湖盆亦有叶肢介、介形虫等生物。在李旺堡、安国镇一线以东，推测因地势较高沉积较薄或未接受沉积。乃家河期末全区抬升遭受剥蚀。

二、第三纪

1.始新世寺口子期

早白垩世乃家河期全区抬升以后，一直延续到早第三纪始新世寺口子期，再次下沉接受沉积。在预望堡、安口镇一线以西，沉积了一套桔红、浅棕红、灰色砂岩夹棕红、灰绿色泥岩。砂岩含细砾石及石膏，斜层理发育，属河流-滨湖相。肖家湾、寺口子一带沉积厚 280 米，向外围变薄。老山前缘为山麓相堆积的砾岩及砾状砂岩。沉积范围与早白垩世比较，已明显向西扩展。

2.渐新世清水营期

始新世寺口子期之后，盆地经过一段时期的抬升剥蚀，原来的盆地又进一步下沉，沉积了一套棕红、灰绿色泥质岩，波纹水平层理和细层理较发育。沉积中心在上马营-和尚铺一带，呈北北西向展布（图 2-3-4）。由于湖底地形起伏，造成了 2～3 个沉积中心，沉积最厚达 900 米以上，在当时炎热干旱气候条件下，湖水蒸发量大，因受河流注入水量的不同影响，湖盆北部为咸湖相，南部为滨湖-浅湖相；咸湖相分布在贺家口子等地，浓缩中心和沉积中心不一致,沉积了暗红、桔黄、灰绿、浅棕红色泥岩、石膏夹石膏质砂岩和泥灰岩。石峡口、陈家洼山见介形虫、轮藻。贺家口子、南泥沟所含孢粉以被子植物为多，被子花粉中

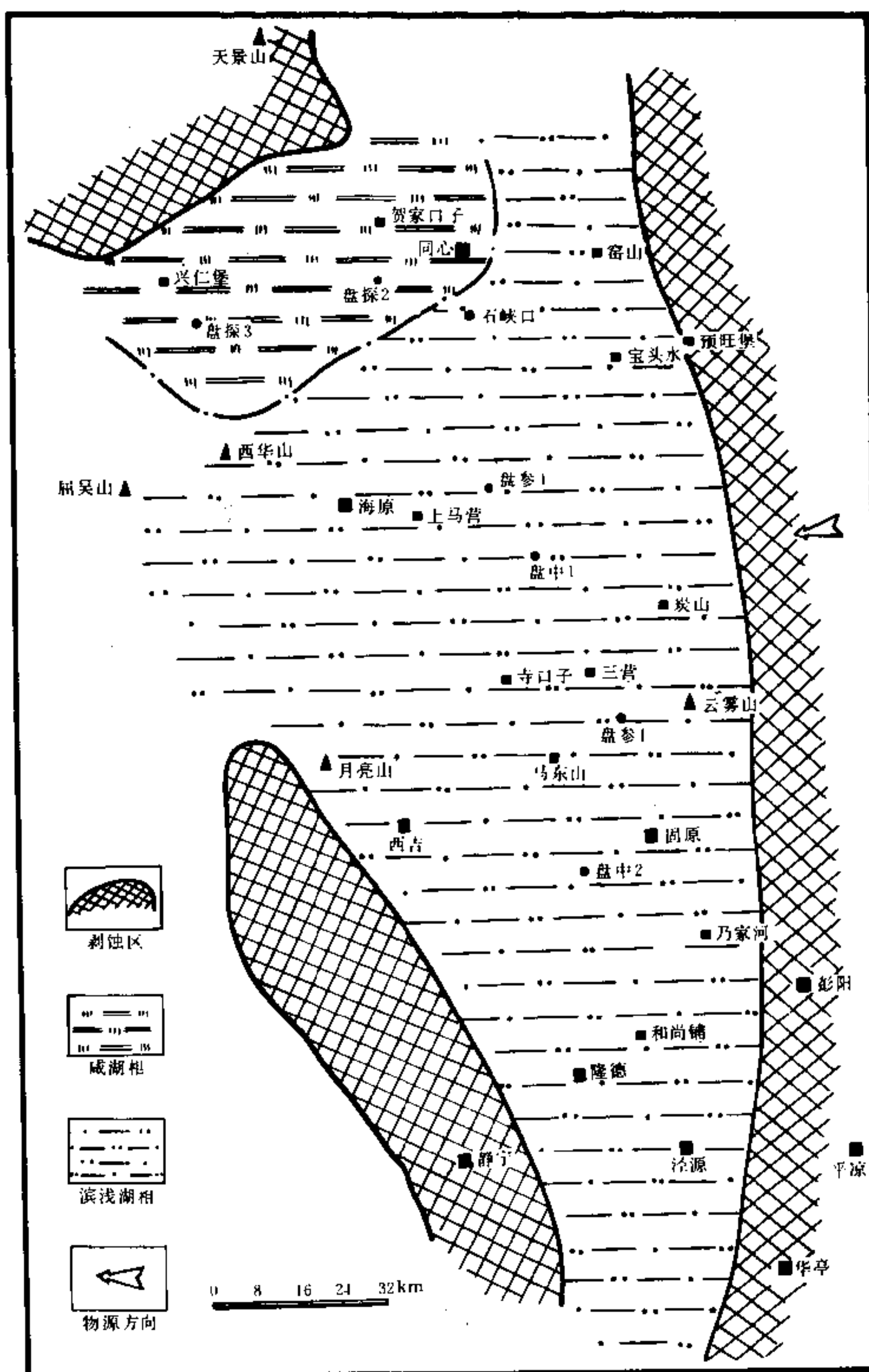


图 2-3-4 六盘山盆地早第三纪清水营期沉积相图

栋粉属含量最高，裸子花粉则以麻黄粉属居首位。孢粉特征反映该区炎热而干旱的古气候；滨湖–浅湖相分布在海原–泾源一带，为浅棕红，绿灰、蓝灰色泥岩、砂质泥岩与砂岩、石膏质砂岩互层夹泥灰岩。预旺堡和头营两地受河流影响砂岩较多。在寺口子、马东山等地见介形虫、轮藻、腹足类、瓣鳃类、脊椎动物等。

第四节 构　　造

一、构造单元划分及局部构造特征

六盘山盆地，基底为具槽台过渡性质的下古生界。盆地形成于燕山运动早期，为祁连山山前盆地的一部分，属剪切挤压盆地。

根据基底性质，断裂和局部构造特征，在盆地内划分出三个构造单元（图 2–3–5）。

1.海原坳陷

面积 4000 平方公里，重力资料反映有一个北西向重力低。地震资料反映出浅层（第三系）为一向西南倾斜的斜坡。总构造面貌为对称的坳陷。局部构造以背斜为主，轴向约 310°～340°，轴部出露地层从北部的下白垩统向南变为下第三系。多数构造东翼较陡，西翼较缓。构造幅度一般为 100～200 米，最大 432 米，闭合面积一般为 10～40 平方公里，最大 68 平方公里，共有 12 个局部构造，各构造具体特征参见表 2–3–3。

2.大关山断褶带

面积 5000 平方公里，东部开城–和尚铺一带为重力密集带，隆德、泾源间为局部重力高，可能反映变质基岩的形态，向西变为宽缓的斜坡。该区断裂发育，以逆断层为主。局部构造主要为背斜，轴向近南北，轴部多数出露下白垩统，东翼常见倒转，西翼较为平缓，闭合幅度一般大于 300 米，最大 950 米，发现 5 个主要的背斜构造，各构造具体特征参见表 2–3–3。

3.小关山斜坡带

面积 5000 平方公里，经过地震勘探初步认为该区的构造面貌为西倾单斜，东高西低，南高北低。东侧基岩埋藏浅，常见白垩系超覆于侏罗系、奥陶系甚至中元古界之上。由东往西第三系、白垩系迅速增厚。局部构造轴向近南北向，比较大的有蒿店背斜。

本区详查细测中发现侏罗系及第三系主要局部构造 18 个（表 2–3–3），多数分布于盆地北部海原坳陷，其中 7 个构造进行了钻探。盆地北部还分布一些小型背斜，如塔儿湾、虎松沟、宝头水、冯川里、陈耳山等，闭合面积仅 0.12～1.5 平方公里，尚未统计在内。窑山、炭山、石砚子背斜，轴部出露侏罗系未进行构造细测，亦未包括在内。

二、断裂特征

本区断裂发育，以逆冲断层为主，一般断距大、延伸长，常作为盆地构造单元的分界线。正断层多分布于局部构造上，断距小、延伸短，有的具有平移性质。

盆地主要断裂见表 2–3–4、图 2–3–5。

据区域构造特征分析，本区可能有掩冲带存在，依据是：

1）六盘山东麓断层具掩冲性质，向深部断面有变缓的趋势。

2）据地面地质调查，在西华山北麓和南华山南麓各有一条与山脉走向一致的逆断层。北麓断层面南倾，南麓断层面北倾，两断层面倾角均为 40°～80°，均向山脉下部倾斜，并有相交趋势。西华山与南华山相距不到 40 公里，推测为前寒武系被推覆于下第三系之上

表 2-3-3　六盘山盆地局部构造数据表

序号	构造单元	局部构造名称	地理位置	轴向	轴部出露地层	两翼倾角		长轴(km)	短轴(km)	闭合幅度(m)	闭合面积(km^2)	已钻井
						东翼	西翼					
1	海原坳陷	黄谷川背斜	同心县西 20km	315°	E_3	17°～50°	2°～36°	16	4.3	432	68	盘探 2 井
2		南泥沟背斜	同心县 210°、11.5km	308°	K_1L	直立	41°～55°	2.5	0.5			
3		石峡口背斜	海原县高崖子西 5km	319°	K_1m	局部近直立	7°～53°	12	2			
4		天子垴背斜	海原县李旺堡 330°、10km	326°	K_1m	直立	10°～40°	7.5	3.5	50	20	
5		麦家川背斜	海原县李旺堡 250°、9km	340°	E_3q^3	28°	13°～16°	1.6	0.6	87	0.7	
6		罗圈湾背斜	海原县李旺堡 230°、8km	334°	E_3q^1	50°～80°	13°～20°	3.6	0.95	210	2.2	
7		中湾背斜	海原县 97°、34.5km	320°～360°	E_3q^1	20°	10°	5.3	4.5	＞210	22	
8		东台梁背斜	固原县七营以西 8km	340°	E_3q^1	35°	17°	5.7	4	＞200	13.2	盘中 1 井
9		肖家湾背斜	海原县 83°、25km	310°	E_3q^1	8°～15°	4°～9°	7.5	5.3	200	37.2	盘参 4 井
10		梨花坪背斜	海原县 7°、25km	308°	E_3q^1	4°～8°	3°～6°	10	5.7	80	41	梨 4、盘浅 17 井
11		陈家洼山背斜	海原县兴仁堡 135°、10km	310°	K_1	5°～10°	20°～75°	13	5	300	49	盘探 3 井
12		套脑背斜	海原县 53°、30km	335°	N_2g	4°～6°	7°～15°	5.5	3	100	11.6	
13	大关山断褶带	六盘山背斜	固原县开城至泾源一带	近 SN	K_1s	常倒转	24°～45°	70				
14		石窑寺背斜	隆德县石窑寺南 1.5km	340°	K_1n	13°～21°	15°～39°	5①	2①	300	11.35	
15		庙山背斜	固原县西北约 25km	17°	K_1L	倒转	40°	6	1.6	950	7.5	
16		黑林背斜	海原县李俊公社黑林大队	315°～320°	K_1n	16°～36°	5°～10°	7	4	＞450	＞27	黑 1 井
17		吴家湾背斜	海原县郑旗公社南山大队	360°～330°	E_3q^3	35°～50°	36°～43°	7	1	300～500	7	
18	小关山斜坡带	蒿店背斜	固原县三关口至泾源县沙南一带	近 SN	K_1s.O	常倒转	10°～45°	65				钻 1 井

①非闭合面积数据。

图 2-3-5 六盘山盆地构造单元划分图

图中①~⑮为断层编号，见表 2-3-4；

1~18 为背斜编号，见表 2-3-3

表 2-3-4　六盘山盆地主要断层数据表

序号	名称	展布范围	性质	区内延伸长度(km)	断层要素				上下盘地层	形成时期	确定断层依据
					走向	倾向	倾角	断距(m)			
1	预旺—固原	大小罗山东侧—预旺—蒿店一带	推测为深大断裂	＞200	近 SN	W	80°			可能形成于加里东期,加里东期活动剧烈,燕山及喜山期仍在活动	重力和卫星照片
2	清水河	同心、固原一带	逆冲	130	北段 NNW 南段近 SN	W				可能形成于加里东期,北段从海西至喜山期均有活动,南段主要在燕山、喜山期活动剧烈	重力反映及地质推测
3	六盘山东麓	泾源—和尚铺西侧	逆冲	90	NNW	W	60°左右	＞3000	西侧上盘 K_1 东侧下盘 E	形成可能早于喜山期,但喜山期活动剧烈	野外地质调查卫星照片
4	固关—八渡			95	NW		60°～65°		西侧上盘 K_1 东侧下盘 J 及下古生界	加里东期活动剧烈,以后各期仍有活动	野外地质调查
5	蔡详—叶家河		正	33	NW		50°	＞500	上盘 E、N,下盘 K_1	活动时期为燕山—喜山期	野外地质调查

而形成。

3）从区域地层分布看，前寒武系呈北西–南东向分布于甘肃会宁–皋兰一带。其北侧地层较新，以古生界为主，部分为中、新生界。组成西华山、南华山的前寒武系与会宁–皋兰前寒武系大片出露区距离60公里。

综合上述资料分析，西华山和南华山可能是从西南方向沿逆掩断层推移到现今位置上的"飞来峰"。固原、硝口一线以南盆地明显变窄，背斜东陡西缓，东翼常见倒转。表明自西向东的推挤力较强，盆地南部逆掩断层可能使下盘被辗掩覆盖而使盆地变窄。

第五节 生储油层

一、生油层

现有资料表明，盆地生油层主要为下白垩统六盘山组马东山段–乃家河段。侏罗系、石炭系为另一套有希望的油气源岩。

1.下白垩统六盘山组马东山段–乃家河段

主要分布于海原–官头水–固原一带半深湖–深湖相沉积区，有两个生油凹陷，一是官头水–固原凹陷，面积480平方公里，暗色泥岩厚一般大于100米，最厚达800米，平均厚度500米，生油岩体积2400立方公里。二是南部泾源凹陷，面积约500平方公里，暗色泥岩厚100米，生油岩体积50立方公里。

（1）有机质丰度 马东山段–乃家河段有机碳含量为0.61～1.28%，平均1.01%，氯仿沥青"A"含量0.0317～0.2981%，平均0.1318%；烃含量125.8～2014.42ppm，平均669.6ppm；烃／C1.64～16.94，平均6.263。均达到生油层分级标准中"好生油层"的水平（表2–3–5）。

表2–3–5 六盘山盆地下白垩统六盘山组马东山—乃家河段有机质含量表

井号(剖面)	有机碳(%)	"A"(%)	烃含量(ppm)	烃／C	标本数(块)
盘浅1	1.28	0.1065	571.0	3.27	5
盘浅3	0.84	0.1175	518.99	4.78	5
盘中2	0.94	0.1954	1186.04	12.58	3
盘参4	1.0	0.0816	305.54	2.9	4
硝口(地面)	0.61	0.0317	125.82	1.73	10
寺口子(地面)	1.26	0.0917	267.5	1.64	3
老龙潭(地面)	1.17	0.2981	2014.42	16.94	2

（2）母质类型 从干酪根组分分析结果来看，26块样品中16块样品的类脂组含量大于60%，最高达97.5%。

干酪根元素分析结果H／C比值多为1.2～1.4，O／C比值多为0.12～0.2。从氯仿沥青

"A"的组成看，饱和烃含量 20～57%，芳香烃 8～14%，饱芳比 1.4～4.8，姥姣烷／植烷比值为 0.3～0.9，正构烷烃主峰碳数多为 C_{19}、C_{25}，轻、重成分比值一般为 1～60，红外光谱资料 $1460cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$ 均大于 1，$720cm^{-1}$ 峰值大于 $750cm^{-1}$ 峰值。这些资料说明生油母质类型属于腐泥-混合型。

(3) 有机质成熟度　有机质成熟度，依镜质体反射率（R_o）和 OEP 值判断，可分为成熟和低成熟两部分。成熟部分 R_o0.7～1.0%，OEP0.7～1.2，分布于盆地南部曹 1—盘参 1 井以南；低成熟部分 R_o0.4～0.7%，OEP1.2～2.5，主要分布于盆地北部海原坳陷中(表 2-3-6)。

用莫比尔法对盆地内 7 口井进行了 TTI 计算，下白垩统生油门限深度为 2319 米，门限温度为 79.57℃。从位于早白垩世沉降中心附近的盘参 4 井资料来看，井深 2040.5～2041 米，R_o 为 0.46%，OEP 为 1.32，主要生油层马东山及乃家河段底界 2064 米，尚未进入生油门限深度。

总的来看，盆地北部海原坳陷下白垩统生油岩成熟度较低，盆地南部成熟度相对较高。这是因为盆地南部发育有逆冲断裂带，断裂附近见有火成岩脉，地温梯度增高，致使有机质成熟。

表 2-3-6　马东山-乃家河段 R_0 和 OEP 值数据表

项目 位置(井号)	井段(m)	R_o(%)	OEP	标本数(块)	备注
老龙潭	(剖面)	0.7～1.0	0.8～0.9	2	位于盆地南部
盘中 2	302～472.5	0.7	0.9～1.1	3	位于盆地南部
盘浅 3	347～558.5	0.6～0.8	0.9～1.2	5	位于盆地南部
新盘浅 3	660.5～661.5	0.8～0.9	1.1	2	位于盆地南部
和尚铺	(剖面)	0.6～0.7	1.7～1.8	2	位于盆地南部
寺口子	(剖面)	0.6	0.7,1.7,2.9	3	位于盆地北部
硝口	(剖面)	0.6～0.7	1.3～2.2	6	位于盆地南部
			0.7～1.1	4	
盘浅 1	285～384	0.5～0.7	1.2～1.7	5	位于盆地北部
盘参 4	1485.2～2041	0.4～0.6	1.3～2.5	4	位于盆地北部

2.侏罗系

海原坳陷南部侏罗系广泛分布，生油条件相对较好，较有利生油面积约 2500 平方公里。盆地北部的窑山剖面侏罗系厚度 388 米，其中暗色泥岩厚 164 米，有机碳含量 0.4～1.1%。盘探 3 井侏罗系厚 1096 米，其中暗色泥岩厚 488 米，有机碳含量 4～8%，井深

2291～2295 米，R_o 为 0.7%，OEP 为 1.07～1.09，母质类型属腐植型。TTI 计算成油门限深度 2195 米。均说明侏罗系生油岩已经成熟，故应列入本区生油（气）层之一。

3.石炭系

主要分布于盆地北部，属海陆交互相沉积。为灰、灰白、紫灰色泥岩夹灰、灰黑色泥页岩、碳质页岩、泥灰岩及煤线。厚 200～1000 米。小红沟灰岩晶洞中见原油，为另一有希望的生油气源岩。

二、储集层

六盘山盆地从古生界至新生界均有储集层。现仅对物性较好的下白垩系中上部及下第三系始新统寺口子组作简要叙述。

下第三系寺口子组是盆地内最好的储集层，它直接覆盖在下白垩统主要生油层之上。固原、西吉一线以北，石峡口、海原以南，厚度超过百米。盘参 4 井—寺口子一带厚度大于 200 米，由此向盆地外变薄。岩性为桔红、灰黄色中细砂岩间夹薄层泥岩。砂岩较疏松，平均孔隙度 15～27%，平均渗透率 123×10^{-3}～1298.8×10^{-3} 二次方微米，砂岩单层厚 1～70 米，总厚 30～282.5 米。

马东山段–乃家河段砂岩较少，在生油凹陷内仅有粉砂岩夹层。由盆地中心向外砂岩增多，粒度逐渐变粗。如盘参 4 井至盘中 1 井砂岩单层最厚 4～7.5 米，累计厚 40 米左右，往北在盘探 2 井岩性变为砂砾岩，厚达 700 多米。盆地东北边缘的青山，孔隙度 13～19%，渗透率 130×10^{-3}～250×10^{-3} 二次方微米，在盆地中部，岩性急剧变细，石灰岩、泥灰岩的厚度较大、分布广。但在这里可望裂缝发育，成为储集油气空间。

第六节　成油组合及区块评价

一、成油组合

根据现有资料，初步划分为两大生储盖层组合，一是下白垩统—下第三系组合，以下白垩统马东山段—乃家河段为主要生油层，下第三系寺口子组为主要储油层，清水营组为盖层；二是侏罗系和石炭系自生自储形成的组合。

二、有利区评价

1.逆冲断层下盘含油较有利区

该区位于六盘山东麓断层南段之开城—泾源一带，面积 700 平方公里（图 2–3–6 中之 $Ⅱ_a$ 区）。有利条件是生油岩成熟度较高，逆冲断层下盘预测有较好的构造圈闭。发现有较多的含油显示。是寻找推覆体油藏的有利地区。但目前其构造面貌尚不清。

2.海原坳陷含油较有利区

位于兴仁堡、海原、肖家湾等地，包括大关山断褶带北部吴家湾—曹家堡子一带（图 2–3–6 中之 $Ⅱ_b$ 区），该区的有利条件是:

1）东部为下白垩统沉积中心，马东山–乃家河段暗色泥岩厚，有机质丰度亦较高。侏罗系在该区南部生油条件也较好，盘探 3 井暗色泥岩厚 488 米，R_o0.7%、OEP 为 1.07～1.09，该井泥岩在三处见荧光显示，生油条件好。

2）储集层条件好：下白垩统主要生油层之上为第三系寺口子组、之下为下白垩统三桥—李洼峡段，储集层均较发育。侏罗系砂岩厚度一般超过地层总厚之半，物性也较好。

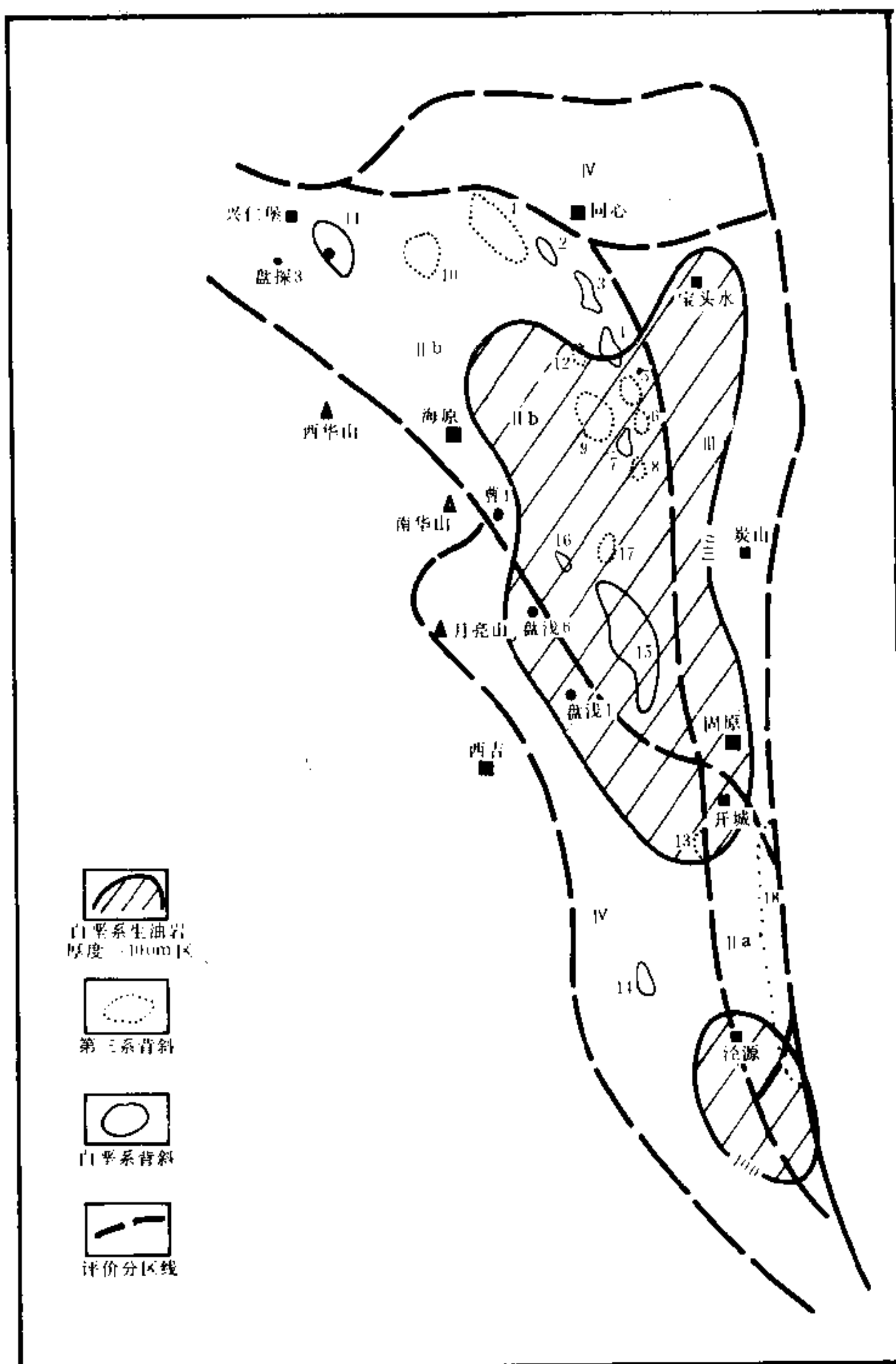


图 2-3-6　六盘山盆地含油远景评价图

3）构造圈闭比较发育：目前发现局部构造10个，闭合面积相对较大（图2-3-6及表2-3-3）。位于或紧邻生油凹陷，对油气聚集有利。

该区不利条件是下白垩统生油层成熟度较低。除东部几个局部构造以外，在广大范围内构造圈闭状况还不清楚。

3.宝头水—炭山含油远景区

位于宝头水—固原一带（图2-3-6中Ⅲ区），面积1800平方公里。该区宝头水一带下白垩统生油层较厚，区域构造为西倾单斜，推测在清水河断层下盘有可能形成白垩系、侏罗系断块油藏。

第四章 渭河盆地

第一节 概 况

渭河盆地位于东经107°10′～110°20′，北纬34°10′～35°10′，与银川、河套盆地一样，属新生代断陷盆地。该盆地北至麟游西岖山、淳化嵯峨山、跃县、铜川、白水，合阳奥陶系组成的山地，西端为宝鸡峡谷地带，南抵秦岭北麓，东以潼关与汾河盆地分界，东西长约400公里、南北宽35～70公里，面积2万余平方公里（图2-4-1）。黄河的最大支流——渭河横贯中部。钻探和地震资料证实盆地内新生界厚7000米。盆地的石油地质勘探工作全部是由地矿部第三石油普查大队完成的❶。

60年代初，第三石油普查大队就开始在盆地内进行地质调查工作，1960年曾做过地质路线调查，1964年系统进行地面地质、电法、重力的普查；至1968年这一段时期内，又陆续进行了1∶20万重力测量和航空磁测工作，对盆地的基底性质、盖层发育特征提供了较为系统的资料，大致圈定了盆地的范围。接着以盆地凹陷为主体，完成了1993公里地震反射剖面，基本控制了盆地的构造轮廓。

在此期间共钻井19口（其中深于2000米的井7口），总进尺28980.22米。同时还完成了盆地周边1∶20万地质普查填图，并对一些重点露头地区做了较详细的研究工作，未发现任何油气显示，因而勘探暂时中断。

1972～1975年，在盆地进行了第二阶段石油普查工作，钻井9口，进尺33870.5米；同时在构造发育地区进行了地震详查，测网密度为2×1公里，完成剖面2546.1公里，控制面积7500平方公里。通过这一阶段的工作，对盆地的二级构造、局部构造、断层的分布等，都有了详细的了解。

以上两个阶段的石油普查工作，钻井28口，共进尺62850.72米，其中深度大于2000米的中深井15口，井深最大的渭深10井达5217.71米。共完成地震反射剖面4539.1公里。

第二节 地 层

渭河盆地的沉积层主要是新生界，厚7000米。自始新统至第四系均有沉积，除上新统晚期出现较厚的黑色、绿灰色层系外，主要为一套红色碎屑沉积、岩性横向变化大，岩相复杂。盆地内新生界除在北部三原地区与石盒子组呈不整合接触外，其余地区新生界均不整合于奥陶系石灰岩或震旦系之上。

除新生界外，在盆地南缘商县腰市堡子沟、蓝田跃进沟（即市沟）及宝鸡李家梭有一套含煤沉积，由黄灰、灰黑、灰色砂泥岩中夹数层泥灰岩、煤线及薄煤层组成，厚度在堡子沟达140米，跃进沟60米。这套煤系地层受洛南大断裂和秦岭北侧大断裂控制，与下伏老地

❶地矿部第三石油普查大队，1977，汾渭盆地石油地质普查报告。

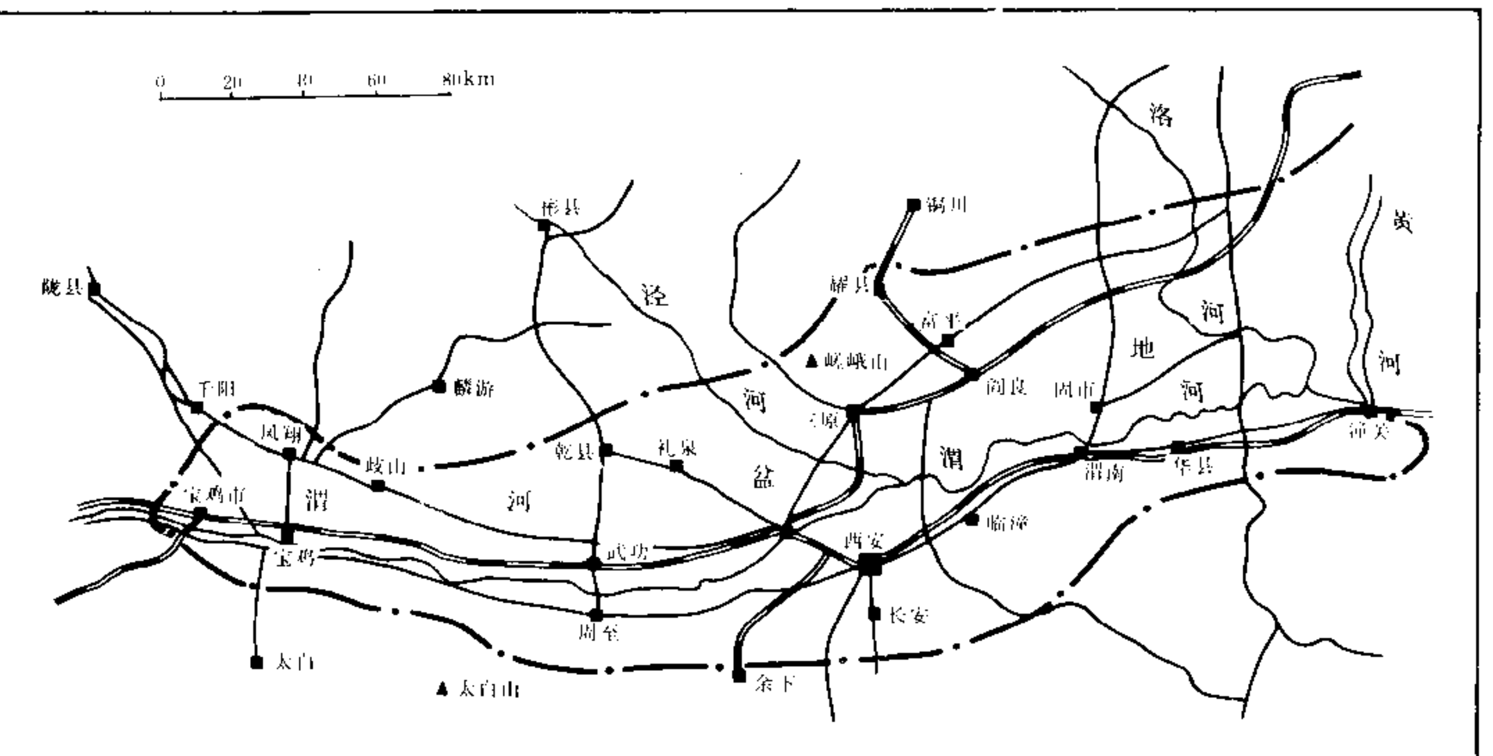


图 2-4-1 渭河盆地位置图

层为断层接触。上覆地层除李家棱整伏于白垩系红色砾岩外，其余皆与第三系红色砂、泥岩夹砾岩层呈不整合接触。

在蓝田跃进沟剖面，这套煤系地层中采到介形虫化石：*Cypridea* sp. 女星介（未定种），*Darwinula* sp。达尔文虫（未定种），软体动物化石：*Nakamurauaia Chingshaueusis* (*Grabau*)（青山中村蚌，*L. hupehensis* 湖北女神蚬，*Sphaerinm* sp. 球蚬未定种，*Sphaerium selengiensis*（*Martinson*）色棱金球蚬等，经鉴定，其时代应属早白垩世。

根据以上几个地区含煤地层的产状和厚度变化来看，应属受区域大断裂控制，彼此分隔的小煤盆沉积，盆地内部有无这套地层还有待于以后勘探实践所揭示。

对于盆地内的主要沉积层新生界，以陕西骊山地区为主做以下简述（表 2−4−1）。

一、下第三系

1.上始新统红河组

代表剖面在支家沟上游。骊山东麓戏河、陈刘沟和西麓的洪庆沟、韩峪沟都有分布。岩性下部为灰褐色砾岩层和角砾岩层夹少量薄层泥岩透镜体，砾石成分为石英岩、花岗岩、花岗片麻岩等；中部为紫红色泥岩夹褐、桔黄、灰白色砂岩，有时夹数层灰质结核致密层，砂岩交错层理发育；上部为紫红色泥岩与桔黄色砂岩互层夹蓝绿色厚层粉砂岩。

表 2−4−1　渭河盆地区域地层表

地层				厚度 m	岩性简述	重要化石（哺乳类）
系	统	组				
第四系	全新统			3 ~ 15	黄土冲积层	*Sus domestica* 猪 *Equus* sp 马
	上更新统	马兰组 (Q^3_3)		20	灰黄色粉砂质土夹砂或砂砾透镜体，垂直节理发育	*Equus hemionus* 野驴 *Equus Przewalskyi* 普氏野马
		乾县组 (Q^2_3)		20 ~ 30	砂质土，粘土及砂砾层，砂或砾石层呈透镜体，水平层理发育，含有脊椎动物化石	*Palaeoloxodon namadicus* 纳马象， *Pseudaxis hortuiorum* 斑鹿
		焦家湾组 (Q^1_3)		10 ~ 30	灰黄、淡黄色黄土状砂质土或亚粘土，底部有细砂或砾石	*Palaeoloxodon namadicus* 纳马象、 *Bos Primigenius* 原始牛
	中更新统	泄湖组 (Q_2x)	上部	20 ~ 40	黄土状亚砂土、粘土或亚粘土，色鲜较红，所夹古土壤层一般较厚，层间距较大，分布随地形而变化	*Sus* sp 猪 *Gazella* sp 羚羊
			下部	20 ~ 50	黄土状亚砂土、粘土，亚粘土，与灰质结核互层，底部有砂砾层	*Sinanthropus lantianensis* 兰田人、 *Sinomegaceros* 大角鹿
	下更新统	三门组 Q_1s		20 ~ 80	黄褐色砂质粘土夹砂层或钙质粘土层，底部有砂砾层，含丰富的脊椎动物化石	*Proboscidipparion* sp.长鼻三趾马， *Bison Palaeosinensis* 中国野牛， *Equus Sanmeniensis* 三门马

在支家沟出露厚度为 200 米，向西至韩峪沟增厚至 434 米，骊山东麓戏河厚 820 米。产

Cyprois sp。柔星虫（未定种），*Eucypris wutaensis lee* 五图真星虫，*Cypriuotus* sp。美星虫（未定种）等化石。

该组直接不整合于基岩之上，由于后期构造运动的影响，局部地区呈断层接触。

续表

地层 系	统	组	厚度 m	岩性简述	重要化石 (哺乳类)
上第三系	上新统	张家坡组(N_2z)	40 ~ 220	灰绿色粘土、砂质粘土互层夹灰白、灰绿色砂岩、粉砂岩,底部常有花斑泥岩层或红色砂、泥岩层	*Hipparion houfenensis* 贺风三趾马, *Stegodon zdanskyi* 山西剑齿象、 *Cervavitus sp* 双角鹿
		蓝田组(N_2l)	10 ~ 75	棕红色粘土,富含灰白色灰质结核,具海绵状结构,底部有厚薄不等的底砾岩	*Hipparion Plocodus* 环齿三趾马、 *Stegodon zdanskyi* 山西剑齿象 *Cervavitus sp* 双角鹿
		灞河组(N_2b) 上部	143	棕红、棕黄色泥岩、砂质泥岩与灰白色砂岩,砂砾岩互层,顶部夹灰绿色泥岩薄层	*Tetralophodon exoletes* 保德四棱齿象、 *Hipparion chiai* 贾氏三趾马
		灞河组(N_2b) 下部	150.8	灰白色砂岩及浅紫褐色泥岩、黄棕色砂质泥岩互层夹不稳定的粗砂细砾石岩	*Gazella gaudryi* 葛氏羚羊, *Viverridae* 灵猫, *Hipparion sp* 三趾马(未定种)
	中新统	寇家沟组(N_1g)	110	棕黄色泥岩,砂质泥岩与砂岩互层,下粗上细,底有砂砾岩层	*Serridentiuus sp* 锯齿象(未定种)
		冷水沟组(N_1l)	322	黄棕,棕红色砂岩,粗砂岩与暗紫红色泥岩互层,下粗上细,底有砂砾岩层	*Oioceros lishanensis* 骊山弧羊, *Alloptox winor* 小跳鼠 *Gomphotherium shensiensis* 陕西嵌齿象
下第三系	渐新统	白鹿塬组(E_3b)	0 ~ 785	灰白色块状砂岩夹棕红色泥岩	*Sianodon bahoensis* 灞河西安两栖犀、 *Lantiauius xiehuensis* 泄湖兰田猴、 *Siuamynodon sp* 中国两栖犀(未定种)
	上始新统	红河组(E_2h)	200 ~ 820	紫红色泥岩夹黄,灰绿色砂岩,中上部夹灰绿色泥岩,底部有砾岩或角砾岩	*Arctotitan houghoensis* 红河熊雷兽, *Breviodon sp*.小型貘形类
前震旦系				由灰白色石英岩、暗褐色花岗片麻岩、混合岩组成	

2.渐新统白鹿塬组

骊山支家沟剖面发育齐全。下部为灰白色厚层砂岩夹紫红色薄层泥岩，砂岩一般厚7～8米，泥岩层较薄，一般仅0.2～0.3米，底部为砂砾岩，假整合于红河组之上；中部为灰白色砂岩和紫红色泥岩互层，砂、泥岩单层厚度大致相当，一般厚约2米左右；上部为灰白色砂岩夹紫红、红褐色泥岩。

该组地层具有上下粗、中间细的特点，全区大套岩性横向变化不大，砂岩以中粗粒混杂

砂岩、长石质岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩为主。由于黄土覆盖多出露不全，厚度为96～785米。产 *Breviodon* sp。貘形类，*Sianodon bahoensis Xu* 灞河西安两栖犀，*Palaeolagiuae* Indet 古角类碎片，等化石。

二、上第三系

1.中新统

出露于骊山地区、洛河中、下游、黄河两岸。在骊山东麓渭南沋河、零河，西麓冷水沟—洪庆沟发育较全，韩峪沟厚度最大，约400米；南麓毛西—周家沟一带仅有中中新统分布，厚30～150米。该统除上部或顶部有薄层灰绿色湖相泥质岩沉积外，其余多属河湖相红色粗碎屑岩无生油能力。

骊山中新统内有侵蚀面存在，韩峪沟可见侵蚀幅度达20米左右。鉴于此侵蚀面之存在，暂将其上之地层划为龚家沟组，其下称为冷水沟组。

(1) 冷水沟组　1964年最早由冷水沟剖面划出，实际上韩峪沟剖面更为完整。该剖面岩性分为三段：下段岩性较粗，由底砾岩、砂岩、泥岩、泥质砂砾岩和泥质粉砂岩组成，河流相沉积；中段岩性较细，除下部的砂砾岩外，全为泥岩和粉砂岩，微细水平层理和交错层理发育，灰质含量高，含多种介形虫和轮藻化石；上段主要为泥岩和泥质粉砂岩夹灰质结核层，粉砂岩交错层理发育，生物属种稀少，未见微体化石。

(2) 龚家沟组　以韩峪沟和龚家沟剖面出露最全。由两个沉积旋回组成，下部旋回由块状中、粗粒砂岩，泥岩夹粉细砂岩及结核层组成，厚65米。上部旋回由粗粒砂岩和泥岩组成，底部含细砾石，厚45米。

该组底砂岩具交错层理，普遍含有细砾石，层位稳定，骊山西麓地带均可见及，与下伏冷水沟组有侵蚀面相隔，地貌特征明显，为本区对比标志层。

2.上新统

集中分布于渭河地区的洛河下游、黄河两岸和骊山地区。自下而上分为三组。

(1) 灞河组　骊山的东、西、南均有分布，尤以灞河左岸出露最好。在骊山西麓冷水沟、龚家沟一带，以灰白色粗砂岩为主夹棕黄色砂质泥岩，底部有底砾岩。向南至白鹿塬附近，泥质岩逐渐增多加厚，总的来说，从东向西由粗变细。该组厚度以水家咀—大庙沟一带较大，多在350米左右，向东南逐渐减薄，北部洛河谷地、合阳黄河边缺失。从岩性看，也是以水家咀—大庙沟（白麓原剖面）最有代表性，由一套浅紫褐、黄棕色泥岩与砂岩、细砾岩互层组成。产 *L. lautienensis* 蓝田丽蚌，*Hipparicu* sp。三趾马，*H. weihoense* 渭河三趾马，*L. seducta Mandelstam* 远离湖华虫等化石。

(2) 蓝田组　在灞河左岸水家咀、九老坡一带出露较全，厚75米，和上覆下更新统为不整合接触，并不整合于灞河组之上。由棕红、深红色粘土、砂质粘土互层构成，底部为底砾岩，粘土层有大量黄白色灰质结核。产 *Hipparion plocodus Sefve* 环齿三趾马，*Gazella guudryi schlosser* 高氏羚羊，*Chleuastochoeras* sp.上新猪（未定种）等化石。

(3) 张家坡组　出露于沋河张家坡、赤水河，华县瓜坡、故城，洛河下游，合阳黄河边的东雷、徐水河等地。在张家坡-芦家壕剖面，岩性为一套灰绿色泥岩、砂质泥岩夹砂砾岩层，厚220米以上，属河流相沉积。秦岭山麓地带岩性变粗、色变红。产 *Hipparion* sp。三趾马（未定种），*Stegodon Zdauskyi* 山西剑齿相，*L. Leai* 莱氏丽蚌等化石。

上新统的厚度变化情况见图2-4-2。

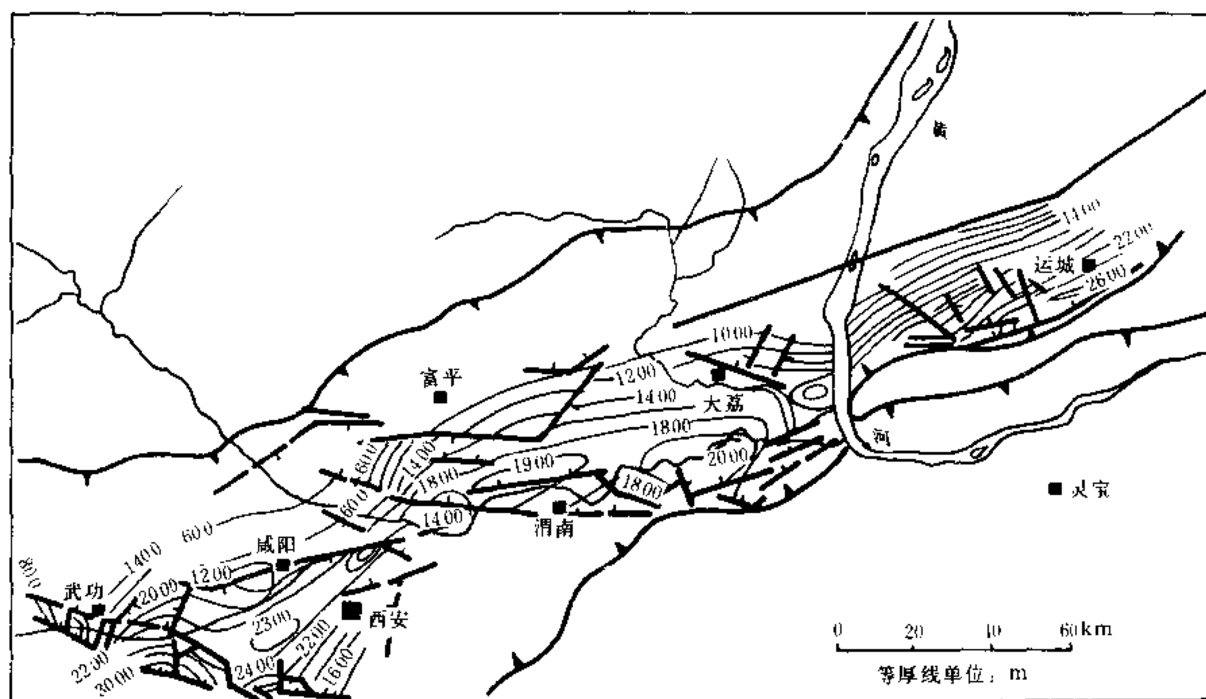


图 2-4-2 渭河盆地上新统等厚图

三、第四系

盆地内第四纪冰碛物分布很广、主要分布在蓝田公王岭、辋峪、清水峪，长安的大峪、渭南花园小峪寺沟及秦岭北坡较大河流出口处。岩性由一套红色泥砾岩组成，成分杂、分选差、风化深，且有冰川条痕石，为早更新世冰碛物。

*1.*下更新统三门组

早更新世"土状"堆积，以渭南阳郭西岔湾和蓝田涝池河为代表，由数米坚硬的黄土（石质黄土）构成，夹有浅褐色埋藏土和灰质结核层，局部地方灰质富集呈板状层，常有厚薄不等之底砾岩存在，覆盖于第三系不同层位之上。在黄河两岸、洛河流域及渭南、华县一带由一套砂砾岩构成，具交错层理，其上还有黄褐色砂质粘土和砂层，偶见灰绿色，厚 88 米。见 *Proboscidipparion siueusis* 中国长鼻三趾马，*Bison* sp. 野牛（未定种），*Herpetoeypris* sp. 爬星虫（未定种）等化石。

*2.*中更新统泄湖组

下部为黄土状亚沙土、粘土、亚粘土与灰质结核互层，底部有砂砾层，含 *Sinanthropus lantianensis* 蓝田人化石，厚 20～50 米；上部为黄土状亚砂土、粘土或亚粘土、色鲜较红，厚 20～40 米，含 *Gazella* sp. 羚羊（未定种）。

*3.*上更新统

(1) 焦家湾组　灰黄、淡黄色黄土状砂质土或亚粘土，底有细砂或砾石，含 *Palaeoloxodon namadicus* 纳玛古棱齿象，厚 10～30 米。

(2) 乾县组　砂质土、粘土及砂砾层，砂或砾石层呈透镜体，水平层理发育，含 *Pseudaxis hortuiorum* 斑鹿化石，厚 20～30 米。

(3) 马兰组　灰黄色粉砂质土夹砂或砾石透镜体，垂直节理发育，含 *Equus hemionus*

野马，厚20米。

4.全新统

为黄土冲积层，含猪化石 *Sus domeslica*，厚3～15米。

第三节　沉　积　相

一、下第三系

盆地内钻入下第三系的井很少，资料不多。地面上下第三系集中出露于盆地东南部，厚1600余米。始新世晚期接受红河组沉积，早期岩性粗杂，不含生物化石，以坡积、洪积相的浅棕红色砂砾岩为主，直接超覆在前震旦纪石英岩、花岗岩之上，如骊山东、西两侧。此后水体略有扩大，成为以浅湖为主的河湖相交替沉积，岩性为棕黄色含砾细砂岩与棕红、褐色（局部夹灰绿色条带）泥质岩互层。泥质岩具水平状、不规则水平状、波状、斜波状层理，含淡水介形类、轮藻、孢粉（如麻黄科等）及植物化石，并有较多的虫迹。推测当时气候为半干旱暖热型，属氧化环境。

二、上第三系

出露剖面看到，中新世早期沉积物以砾岩，含砾至砾状砂岩为主，应为河流相沉积。晚期水体有所扩大，岩性以浅棕褐、浅褐、棕黄色泥质岩为主夹粉细-细中砂岩，为河湖相沉积，户县宋村的渭参8井、长安西乾河渭深11井井下还见到夹有深绿灰、深灰色泥岩及煤线的湖泊相沉积。

上新统下部灞河组，在水家咀一带出露厚293.8米，底部为河流相砾岩，随后发展为河湖相之紫褐、棕黄色泥岩与灰黄、黄色细砂岩互层沉积，中期水体又有收缩，演变成为河流相沉积，属半干旱温热型环境。

上新统上部蓝田组，地表虽经剥蚀，在蓝田一带仍有75.7米的厚度，由棕红色泥质岩及含砾泥质岩所组成的河湖相沉积，为较潮湿之氧化环境，井下在华县下庙的渭深12井、辛庄渭参4井、长安县香集塔的渭参9井、户县宋村的渭参8井等，可见到冲积、洪积相之砂砾岩及固市凹陷的浅湖亚相沉积。

张家坡组沉积时，地壳缓慢下降，水体逐渐扩大。在西安凹陷沉降速度和堆积速度都较快，为岩性粗、颜色杂、厚度大的河湖相沉积，氧化、弱氧化环境。固市凹陷岩性较细，泥质岩以绿色及黑色为主，生物化石较为丰富，为温暖、湿润气候条件下，弱还原—还原环境的湖泊相沉积，对生油较为有利（图2-4-3，2-4-4）。

三、第四系三门组

三门组沉积时，除在固市凹陷仍继承有浅水湖泊相外，广大地区为河湖交替沉积的地带，尤其是骊山及秦岭山前流入盆地之河网较为发育，湖盆面积缩小，河流相范围宽广。西安凹陷虽仍然存在，其沉积中心已东移至大荔朝邑附近（即图2-4-2大荔—黄河之间凹陷处）。本期气候仍然温湿，但较前变冷，早期且有冰川期存在。

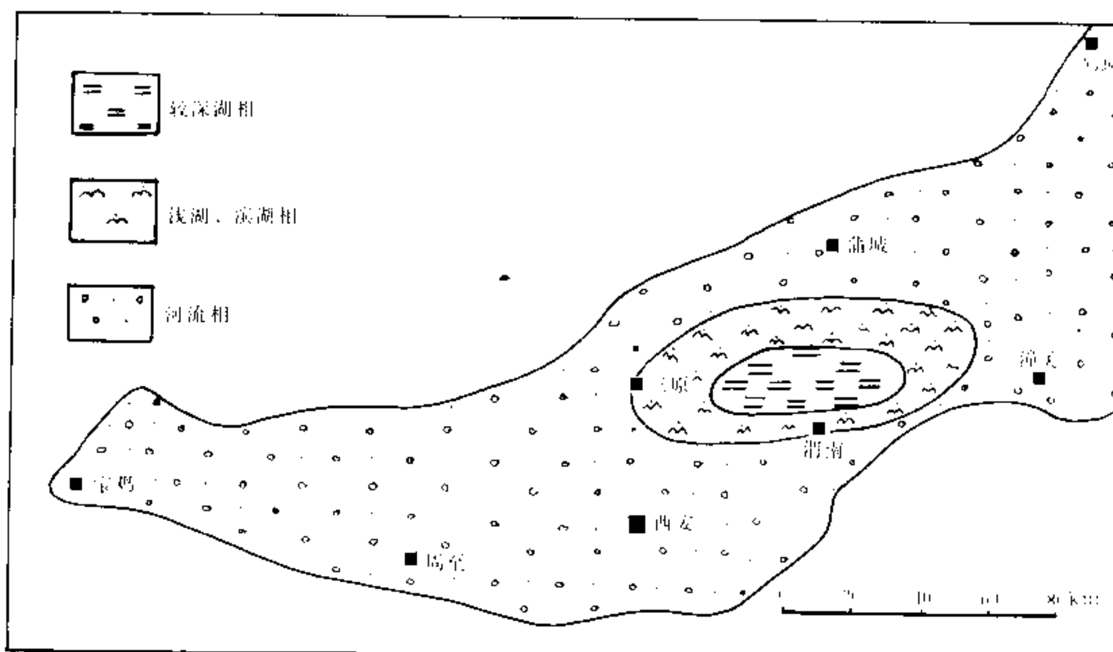


图 2-4-3　渭河盆地上新统张家坡组沉积相图

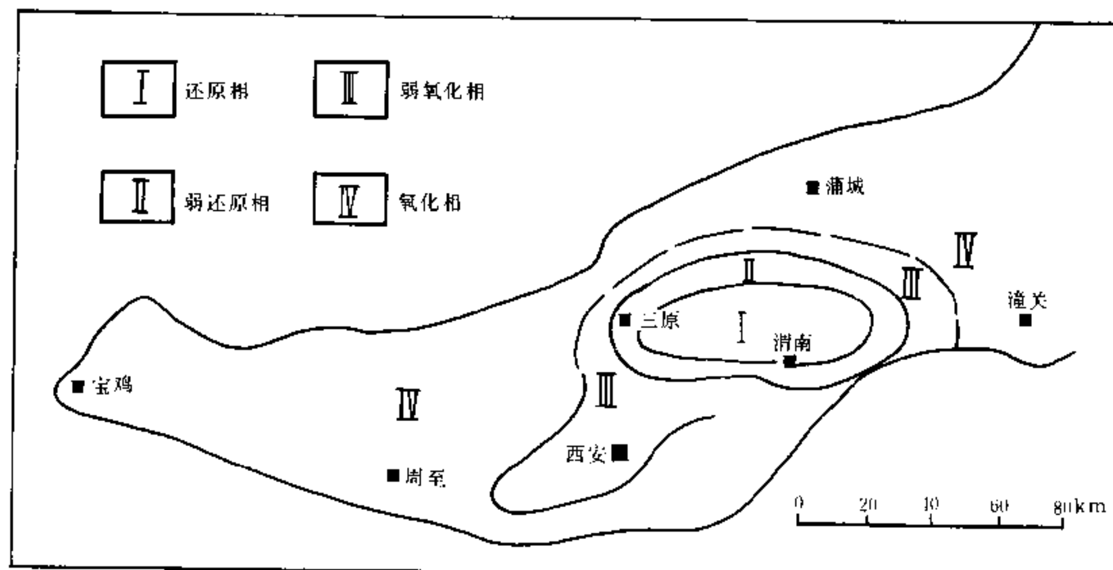


图 2-4-4　渭河盆地上新统张家坡组地球化学相图

第四节 构　造●

一、构造分区

渭河盆地夹于高耸陡峻的秦岭和舒缓起伏的渭河北山之间。高差两千余米的秦岭与渭河平原接触线是一条长350公里、断距近万米的依次北降的阶梯状断裂带。两者高差近千米的渭河北山与渭河平原接触线是一条长300余公里，断距大于千米，依次南降的断阶带。它的南侧断陷深，北侧断陷浅，是一个不对称的半地堑型构造盆地（图2–4–5）。

渭河盆地所处的大地构造位置是中国四大巨型构造体系交汇的地区：其南是秦岭纬向构造体系，其西为陇西（北西向）构造体系，其东为北东向的华夏构造体系（吕梁山南延部分），西北为南北向的贺兰山褶皱带的南延部分。伴随这些巨型构造体系分别形成了一系列的断裂、挠曲和褶皱，从而基本上控制了盆地的构造格局（图2–4–6）。

盆地的基底（前新生界）南深北浅，呈一个略向南歪斜的箕状（图2–4–5）。盆地的结晶基底由两部分组成。大致以三原、长安一线为界，其东为太古界花岗片麻岩及燕山期火成岩组成；其西由震旦系片岩及燕山期侵入岩体组成，两者接触关系或以断层为界，或为不整合。

由于结晶基底及其构造形态的不同，将盆地分为北部斜坡区、南部坳陷区、西部隆起区三个一级构造单元（图2–4–7）。

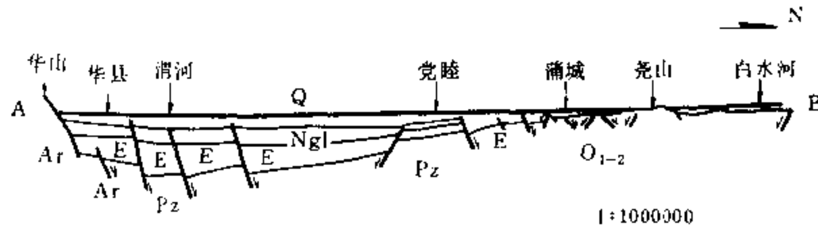


图2–4–5　渭河盆地构造剖面示意图

1.北部斜坡区

位于盆地北部扶风、礼泉、富平、蒲城以北，多以断层为界。宽30～40公里，基底埋深100～1000米，为一微向东南倾斜的阶梯状斜坡，倾斜角6°左右。基底主要是下古生界，局部为上古生界。盖层为上新统和第四系，断层活动，将该区切割成断阶及小型的地堑和地垒。根据其活动的差异，又可细分为一浅凹、一斜坡，参见表2–4–2。

2.南部坳陷区

位于北部斜坡区之南，哑柏（周至正西约10公里）断层之东，南北宽约40～50公里，东西长约200公里，是一个深而窄、南深北浅的箕状坳陷，其北翼倾角10°～12°南翼倾

●王景明，1981，渭河地堑研究。

角大于 40°，为一系列北降断阶组成。北部基底为下古生界，南部为太古界或震旦系。基岩埋藏深，户县宋村的渭深 10 井，在 5217 米的深度才见到下第三系上部地层，预计最深处可达 7000 米；边部埋藏较浅，坳陷轴与地表渭河河床位置大体对应。该区中的骊山凸起位于临潼以南，高出渭河河床 300～800 米，为一北东—北西西向两组断层控制的菱形地垒构造，其核心部位出露太古界变质岩及中生代岩浆岩体，新生界围绕其作环形分布。

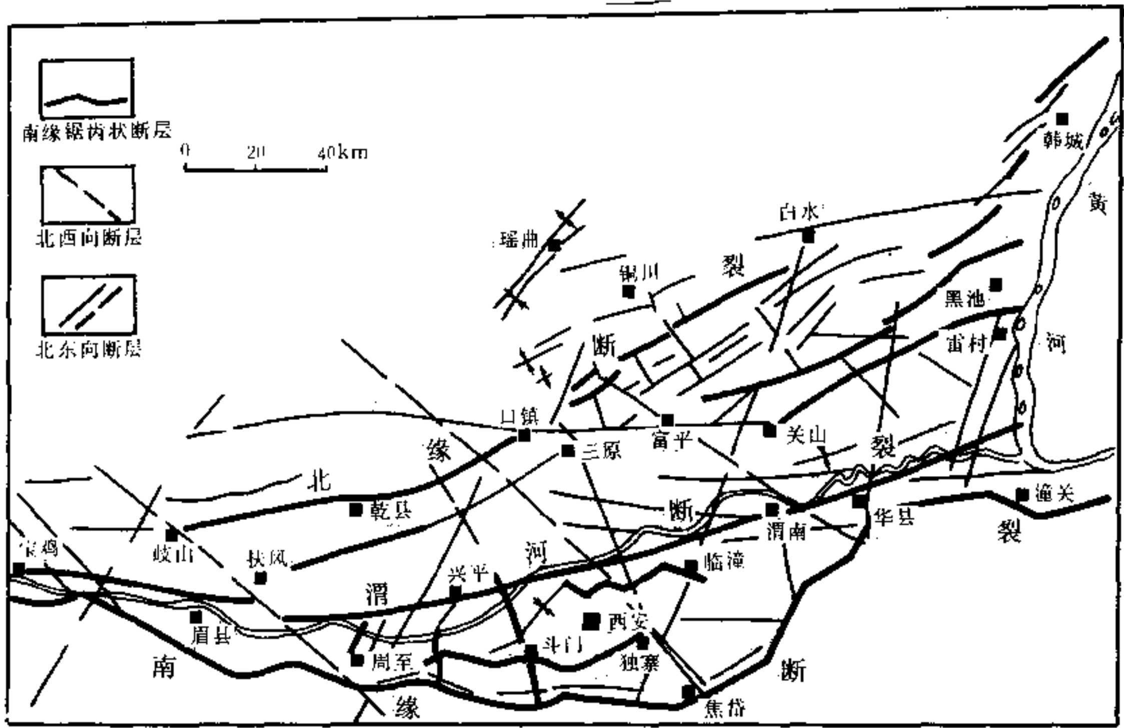


图 2-4-6 渭河盆地构造体系略图

本区范围大致为中新统分布地区，沉降速度很快。根据沉积特点、构造活动的不同，又分为四个次级单元（表 2-4-2）。

3.西部隆起区

位于盆地西端，哑柏断层（地理上大体是岐山—马召一线）以西的地区。基底南部为震旦系片岩及燕山期黑云母二长岩类，北部为下古生界，千阳河断层以西为下白垩统，基底埋深约 700 米。本区在中、新生代一直处于隆起状态，至上新世开始接受沉积，形成一套冲积相地层，钻井揭示厚 300～540 米，其上为厚 100～300 米的黄土所覆盖。重力资料、地貌等表明存在一系列东西向断层，由南、北两边老山向盆内逐级下降。本区是纬向构造体系和陇西系复合地区，近期断层仍有活动。

二、断裂和局部构造

1.断裂

盆地内断层极为发育，已知有近百条之多，纵横切割，在盆地发生和发展中起了决定性作用。但是控制盆地构造轮廓的断裂构造，乃是一个近东西走向的弧形断裂系及其伴生的花

岗岩浆侵入的放射状横张断裂系。该弧形断裂系规模甚大，向东、西两侧可越出盆地范围。根据延伸长度、断距大小及地质作用，盆地断层可分以下几类：

表 2-4-2　渭河盆地构造单元划分表

构造单元		次级构造单元		
代号	名称	代号	名称	面积(km^2)
Ⅰ	北部斜坡区	$Ⅰ_1$	合阳万荣凸起	3500
		$Ⅰ_2$	富平蒲城浅凹	2000
		$Ⅰ_3$	乾县斜坡	1500
Ⅱ	南部坳陷区	$Ⅱ_1$	西安凹陷	2700
		$Ⅱ_2$	骊山凸起	1600
		$Ⅱ_3$	咸渭凸起	2475
		$Ⅱ_4$	固市凹陷	5400
Ⅲ	西部隆起区			2000

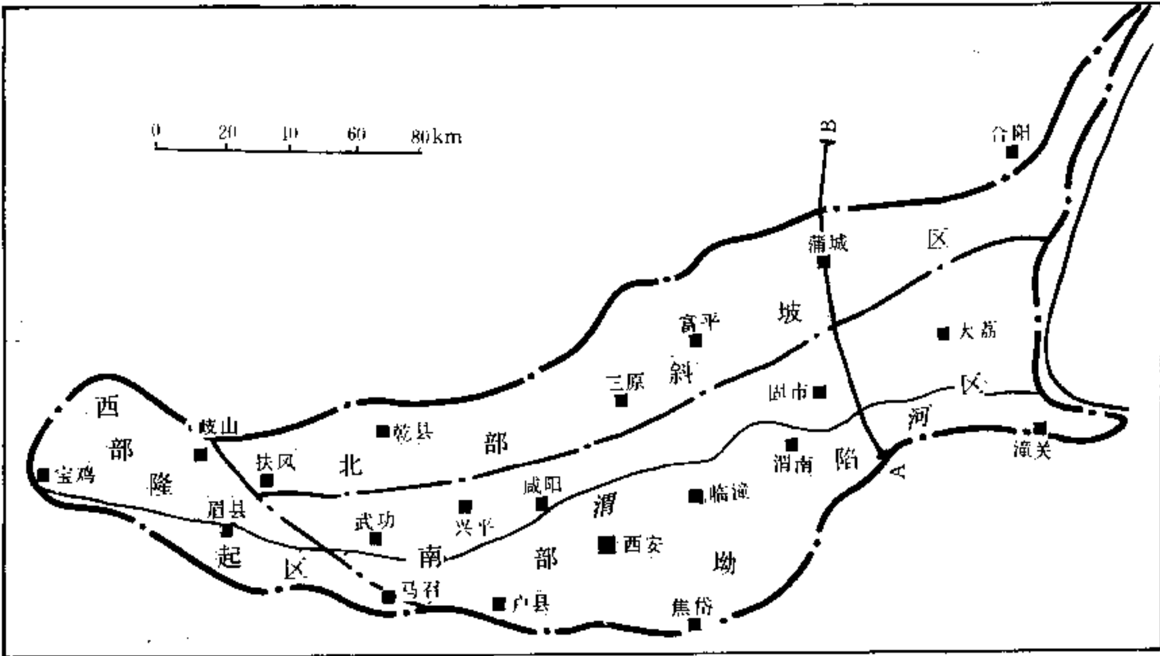


图 2-4-7　渭河盆地构造单元划分图

(1) 盆地边缘大断裂

1) 盆地南缘大断裂。秦岭北侧大断裂，即秦岭山前大断裂带，是秦岭和渭河平原的分界线，总体呈近东西向（纬向体系）的锯齿状弧形展布。西起宝鸡南的益门，走向为北西 50°，过户县余下转为东西向，到焦岱呈北东 50°，至华县又折回为东西向，于孟塬附近隐伏于新生代地层之下，呈北东 40° 方向延入山西，插入中条山内，构成渭河盆地的东界；另一支向东过孟塬直入豫西构成灵宝盆地与秦岭的分界线。区内全长 350 多公里，常由数条平行断层组成断裂带，地貌和物探资料显示明显，沿断层线有汤峪、温水沟等一系列温泉分布。断层总体呈锯齿状，每个锯齿长约 40 公里，区内全长 350 公里。断面北倾、倾角 60°～70°，断距大于 1000 米，和盆地内绝大多数断层一样，因与盆地的成因紧密相关，

都是张力引起的正断层。该断层形成时间早，经历长期多次活动，一直至今，如宝鸡下马营温水沟中更新统黄土与花岗岩呈断层接触（图 2-4-8）。

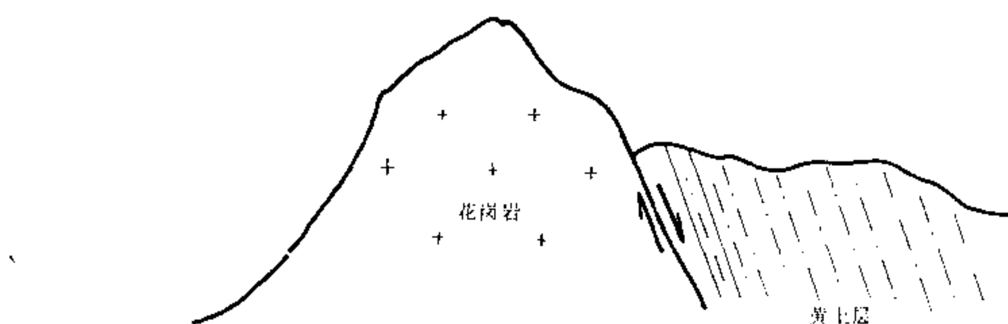


图 2-4-8　渭河盆地宝鸡温水沟断层示意图

它的南盘是秦岭，出露前震旦系片麻岩、片岩和大理岩，北盘则下降成为渭河平原，堆积了巨厚的新生界。除此而外，盆地南缘还有与秦岭山前大断裂相平行的尚村—秋寨断裂、三桥—临潼断裂，其展布规模都比前者要小得多，但它们的共同点是：断裂面均向北倾斜、北盘下落断距大，为高倾角的正断层。

2）盆地北缘断裂。是渭河北山山前断裂带，也是山区和平原的分界线。由于后期构造运动的改造，使其分为三段。西段西起于岐山，经过乾县至口镇，长 95 公里，走向由北东 80° 转为北东 45°，为一北升南降的高角度正断层带，总断距愈千米，是上新统的北界、乾县一带断层北盘为中更新统以上地层，厚约 200 米。断层以南有较厚的第四系及上新统分布；泾河口筛珠洞和乾县羊毛湾有温泉出露，水温 23～34℃；公元前 780 年岐山曾发生 8 级地震，都是新构造运动的表现。

中段展布在嵯峨山—耀县—白水一带，由一系列北东 60° 走向的断层组成断裂带。底店—白水断裂就是它的北部边界断层，它倾向东南，断开第三系 250～520 米，药王山一带的断层崖清晰可辨。该段在白水以东以北东东向经澄城延伸到合阳的杜康沟。

东段集中出现在合阳、韩城、禹门口一带，是一个不到千米的山麓地带。该段东缘走向北东 30°～40°，为古生界石灰岩（奥陶系）与第四系黄土平原的接触线，重磁力反映为一明显的正断层，断面东南倾、倾角 60°～80°，断距 30～250 米，沿线可见断层崖和角砾岩。韩城、禹门口一带老山中有一系列叠瓦状逆断层，为明显挤压带。

在盆地北部，与上述断层性质相似的断裂还有关山—雷村断裂和扶风—三原鲁桥—富平—黑池断裂，都为高角度南倾正断层。

(2) 盆地内对构造分区和沉积起重大作用的断层　此类断层中渭河断裂当属首位。该断裂西起宝鸡，向东进入渭河盆地，大体沿渭河东西向延伸，宝鸡—兴平一段为北西西走向，兴平以东转为北东东走向，东至华阴分为两支：一支向东直入豫西，一支拐向北东过黄河插入运城盆地，与中条山西北麓断裂带相接，区内全长 300 余公里，宽 1～10 公里。草滩以西断层面为南倾，北盘成为高陡的黄土塬，南盘则下降为渭河低阶地；草滩以东则为北倾，正好相反。新生界盖层中的断距由浅而深逐渐加大，表明自新生代以来，断裂带即已控制渭河南、北的沉积，有边断、边陷、边沉积的长期活动历史，并成为盆地基底岩相南北两区的分

界线。温泉沿断裂从西向东在蔡家坡、咸阳呈线状分布，第四纪以来，渭河河床多次迁移摆动，历史上地震频繁发生，1556 年华县 8 级地震的发震构造就是渭河断裂。这些都说明该断裂近期活动之强烈。

此外，还有以下规模较小的断层。见表 2−4−3。

表 2−4−3 渭河盆地地质作用较大的断层一览表

序号	名称	走向	范围	长度(km)	倾向	倾角	断距(m)	依据	备注
1	千阳河断层	NW						重力线密集	
2	哑柏断层	NW	西北自岐山，经草碧镇，哑柏镇接黑河口沙窝子断层		NE			重、磁、电法钻井	
3	梁村 − 礼泉断层	NE	西起梁村镇、东至礼泉	40			>500	重力及地震	北部斜坡区西段的南界
4	骊山北侧断层	NEE－NWW	西起灞桥东至崇凝南	40				地貌、物探钻井	
5	渭南 − 泾阳断层	NW－EW	西起泾阳北，经高陵南，零口、渭南，华县入豫西		N	68°	>1000	地貌、地震	
6	鲁桥断层	EW	西起嵯峨山，经鲁桥东至闫良东	75	S	70°	600～800	重、电、地震、钻井、地貌	为富平塬南界，各种资料反映断层线不一
7	党睦南断层	NE	西接鲁桥断层，向东北延伸不清	30～40	S	65°	800～1000	重、磁、电、地震、钻井	
8	党睦北断层	EW－NE	党睦北、卤伯滩南		N	60°	700	重、磁、电、地震	近期活动明显
9	巴邑断层	NEE	西起雨金东东至巴邑南	35	N	70°	600	地震	近期活动明显
10	长安 − 灞桥断层	NE							

盆地内断层的数量远远不止这些，以上仅择其要者。总观渭河盆地断层，有以下特征：

1）断层走向以东西和近东西向为主，也有北西和北东向的；

2）断层性质为高角度正断层，断面倾角一般 50°～70°，还未发现较大的逆断层；

3）断距一般较大，达千米以上，尤其是盆地南缘大断层（东西向），用基岩面计算总断距达万米以上；

表 2-4-4　渭河盆地地震解释局部构造表

序号	构造名称	地理位置	二级构造部位	轴向	长短轴长(km)	面积(km²)	翼部倾角	高点海拔(m)	闭合度(m)	与断层关系	深浅层关系	地震测网密度(km/km²)	评价	构造类型
1	周至	周至城西1公里	周至断凹东南角	NW30°	4.8 1.1	7.0	西倾 4°～5°	−1400	50	南、东、北三面为断层封闭	浅层无闭合构造	0.9	北部断层欠落实	扇形
2	甘河	户县甘河围棋寨	户县小凹北角	EW	5.0 2.0	5.4	南倾 2°～3°	−2900	50	西北、东北为断层封闭	浅层无闭合构造	2.0	可靠	扇形
3	宋村	户县宋村北1公里	宋村断凸东南	NW80°	7.5 2.6	15°	北倾6° 东倾3° 西倾4°	−1950	250	南部为断层封闭	浅层为鼻状构造	2.1	可靠	鼻型
4	香集塔	长安县香集当贾里村间	香集塔断凸东	NE80°	3.1 5.7	12.0	西倾 6°～8°	−1050	150	东、东南为断层封闭	浅层为鼻状，深层不清	1.3	东部断层南部不落实	鼻型
5	三原1号	三原城东北9公里	三原断阶西	NE81°	3.3 1.3	3.5	北倾10°南倾6°	−980	30	东部为断层封闭	浅层为斜坡，深层不清	1.3	可靠	半椭圆型
6	三原Ⅱ号	三原城东北9公里	三原断阶东	NE81°	5.0 2.3	5.7	北倾3° 南倾1°	−500	50	南部为断层封闭	浅层为斜坡，深层不清	1.3	可靠	半椭圆型
7	西乾河	长安县西乾河	香集塔断凸西	NW80°	6.5 3.0	12.0	西倾4°～5° 南倾5° 北倾6°	−1700	200	南、北、东为断层封闭	浅层为斜坡，深层不清		尚可靠	楔型
8	辛市	渭南县辛市	固市凹陷内两小凹之鞍部	NE78°	4.3 3.1	11.0	南倾3° 西倾2° 北倾3°	−2510	90	南部为断层封闭	浅、中、深层均存在	1.8	可靠	半椭圆型
9	卢家庄	华县北3公里	卢家庄断坡	EW	11.0 3.5	23.0	北倾5°	−2250	250	东、西、南三面为断层封闭	浅层为鼻状，深层不清	1.5	尚可靠	扇型
10	华阴	华阴西北5公里	朝邑断凹南角	NE60°	8.0 3.0	15.0	北倾4°～5° 西倾3°	−2450	150	东南部为断层封闭	浅层无闭合，深层不清	1.4	南部断层欠可靠	扇型
11	雨林北	大荔县雨林农场	雨林断凸	NE70°	6.5 1.3	6.0	南倾5°	−2700	100	南部为断层封闭	浅层特点相似，深层不清	1.0	尚可靠	半椭圆型
12	雨林南	大荔县雨林农场	雨林断凸	NE78°	5.5 0.8	3.2	南倾10°	−650	100	北部为断层封闭	浅层有，深层不清	1.0	可靠	半椭圆型

4）主要断层形成期早，经历了多期活动，其受力性质在不同活动期也有不同；

5）从目前资料看，断层在盆地的南部、东南部比较集中，这可能与盆地南缘老山的强烈上升有关。南缘断裂带的活动必然相应产生较多低序次的断层。一般地讲，这些断层的断距随深度加深而增大，具边断、边陷、边沉积的特征，是同沉积断层。它们或断至第四系甚至出露于地表，或仅断至上新统隐伏于地下。

2.局部构造

盆地内地层平缓而且被为数众多的断层切割成断块，很少发现发育好的背斜。通过地震工作，只发现了一些小面积的平缓的局部构造，从形态上看，主要是半椭圆、扇形、楔形、鼻状四种（表2-4-4）。

对于表2-4-4中所列局部构造，结合钻井及其它方面资料，总的评价是三原、宋村、卢家湾、辛市，甘河5个构造较好。在这5个构造中，除了辛市，其它4个在高点都钻了参数井或深井，基本上都无油气显示。

盆地内这些经地震勘探发现的局部构造，除三原构造外，均分布于南部坳陷区的南坡，显然，这些局部构造和断层活动有成因上的联系。

第五节 生储油层

一、生油层

渭河盆地的可能生油层是上新统张家坡组。该组沉积时水体较浅，仅有短暂的较深水湖相沉积。

1.有机质丰度

渭河盆地的第三系除上新统张家坡组外，有机碳十分贫乏，含量低于0.4%，达不到生油岩的下限值。张家坡组在整个新生界剖面中，有机碳含量高，多数大于0.4%，个别可达1.3%（表2-4-5），说明还有一定的生油能力其与沉积相的关系如图2-4-9所示。

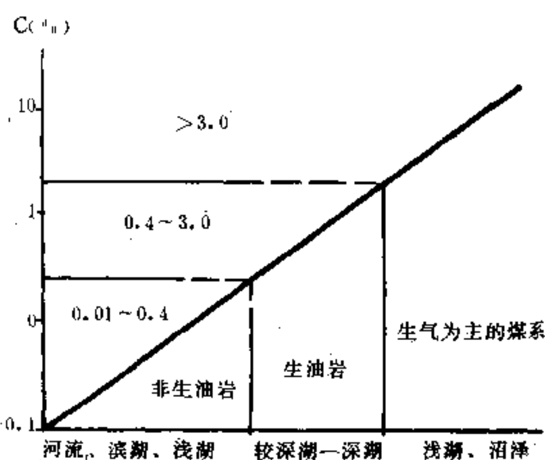


图2-4-9 渭河盆地有机碳含量和沉积相关系图

氯仿沥青“A”是有机质向石油转化的初级产物，总烃则是接近石油的有机化合物，二者含量的多少除了反映有机质的丰富程度外，更直接地反映了生油层的生油能力。根据我国东部各含油气盆地较好生油层有机质含量综合比较的结果：氯仿沥青“A”应大于0.05%，总烃含量应大于200ppm的灰色、深灰色、灰黑色深水湖相泥页岩是有利的生油层。而渭河盆地上新统张家坡组生油层段的氯仿沥青“A”和总烃含量都低于上述数值，如氯仿沥青“A”。含量为0.017～0.047%，总烃含量100～180ppm，属差生油层（表2-4-6）。

表 2-4-5　固市凹陷中部张家坡组有机碳含量表

有机碳(%) \ 井号	渭参 4 井	渭参 5 井	渭深 12 井	渭深 16 井	渭深 17 井
样品块数	46	21	27	23	18
含量范围	0.08～1.19	0.24～0.79	0.32～0.92	0.08～1.17	0.22～1.30
平均含量	0.48	0.45	0.52	0.50	0.69

表 2-4-6　渭河盆地和我国东部含油气盆地氯仿沥青"A"总烃含量比较表

地区	层位	岩性	沉积相	氯仿沥青"A"(%)	总烃(ppm)
松辽	kgn	灰、灰黑色泥质岩	深湖相	0.15～0.23	500～1200
辽河	E_3s_3	灰、灰黑色沥青质泥页岩	深湖相	0.08～0.16	200～600
华北	E_3s_3	灰、灰黑色沥青质泥页岩	深湖相	0.14～0.17	300
苏北	Efn^{2-5}	灰-黑色泥岩	深湖相	0.06～0.07	100～200
江汉	E_2^{1-2}	黄褐、灰黑色含膏盐泥岩	深湖相	0.57～0.99	1400～1500
渭河	N_2z	灰绿-灰黑色泥岩	浅湖-较深湖相	0.017～0.047	100～180

从渭参 4 井所采的样品分析结果（表 2-4-7）得知，随着埋藏深度增加，氯仿沥青"A"含量逐渐提高，说明有机质随埋藏深度增加转化程度提高。

表 2-4-7　渭参 4 井不同深度氯仿沥青含量表

样品号	井深(m)	氯仿沥青"A"(%)	岩性
8	1620～1625	0.022	浅绿灰色泥岩
15	1785～1790	0.036	浅绿灰色泥岩
24	1983～1988	0.048	灰白色中砂岩
28	1982～1988	0.063	灰黑色泥岩
30	2033～2035	0.61	灰黑色泥岩

2.沥青物质的组成与性质

(1) 氯仿沥青的族组分　渭河盆地氯仿沥青族组分总的特点是，饱和烃含量低（仅 10～20%），非烃含量很高（达 70～80%），说明本来就不丰富的有机质转化程度低。

(2) 红外吸收光谱　对盆地大量红外图谱的分析看到，原始有机质中部分羧酸还未经还原反应。说明有机质的转化还处在初级阶段（图 2-4-10）。

渭河盆地沥青红外光谱与江汉潜江组（E_2^{1-2}）有许多相似之处，但从C-O伸缩振动特别强烈，沥青中羧酸脂类含氧化合物很丰富，反映渭河盆地有机质转化程度差。

3.有机质的转化

有机质转化能力的大小，主要体现在氯仿沥青"A"和总烃的含量上。在多项指标中，从盆地客观条件出发，主要选择总烃／氯仿沥青这一指标来论述这一问题。

我国东部各含油气盆地，生油层的转化率K（即总烃／氯仿沥青，也叫烃化系数）一般在0.5以上。渭河盆地张家坡生油层的转化率一般为0.2～0.3，最高0.43，和东部含油气盆地相比，尚未达到生油层转化率的下限值（图2-4-11）。

在固市凹陷张家坡组剖面，前人也曾采样做过地球化学分析（表2-4-8）。分析结果说明还原条件亦差。

4.主要生油凹陷情况

盆地内张家坡组生油凹陷以固市凹陷最为有利（图2-4-12）。

根据国外研究成果，年轻的中新统生油层要求有较高的地温（110～120℃），才能促使有机质向石油转化。而上新统张家坡组在固市凹陷深部，最高温度只有85℃左右，未大量生成石油，这可能就是至今在盆地中钻的几十口井未找到油气的根本原因。

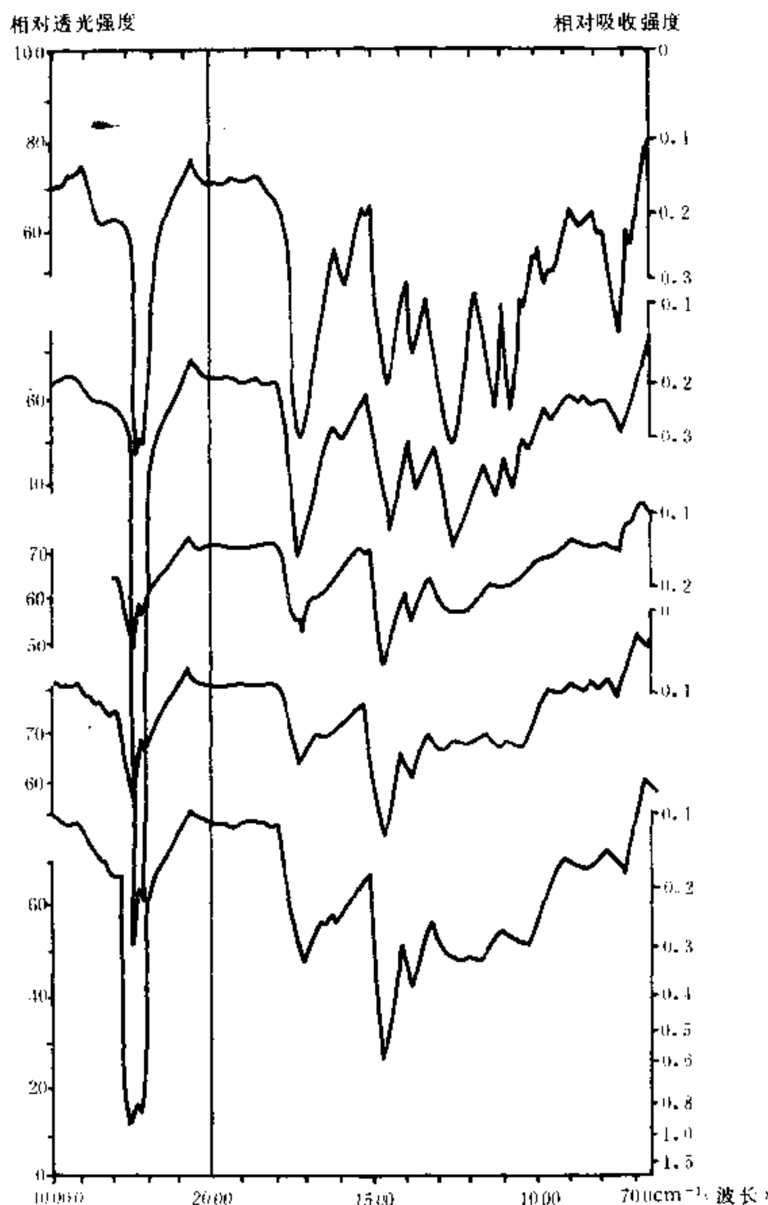


图2-4-10　渭参4井上新统张家坡组氯仿沥青红外光谱图

表2-4-8　固市凹陷张家坡组浅湖相区地球化学环境指标表

井号	样品个数	Fe^{3+}(%) 变化范围	Fe^{3+}(%) 平均	Fe^{2+}(%) 变化范围	Fe^{2+}(%) 平均	S^{2-}(%) 变化范围	S^{2-}(%) 平均	K值 变化范围	K值 平均
渭1井	25	0.78～2.94	1.47	0.90～1.87	1.43	0～1.492	0.429	0.04～0.38	0.24
渭3井	36	0.24～2.67	1.34	0.59～2.18	1.35	0～1.519	0.402	0.06～0.49	0.22
渭参1井	6	0.64～0.93	0.71	1.52～1.77	1.64	0.327～0.859	0.678	0.17～0.37	0.32
渭参3井	14	1.11～2.34	1.36	1.07～2.08	1.45	0～0.826	0.386	0.08～0.34	0.22

从以上论述可以看出，渭河盆地是一新生代断陷盆地，堆积了约7000米的补偿性的红色碎屑岩，有机质贫乏，且有机质向石油转化的程度很低。

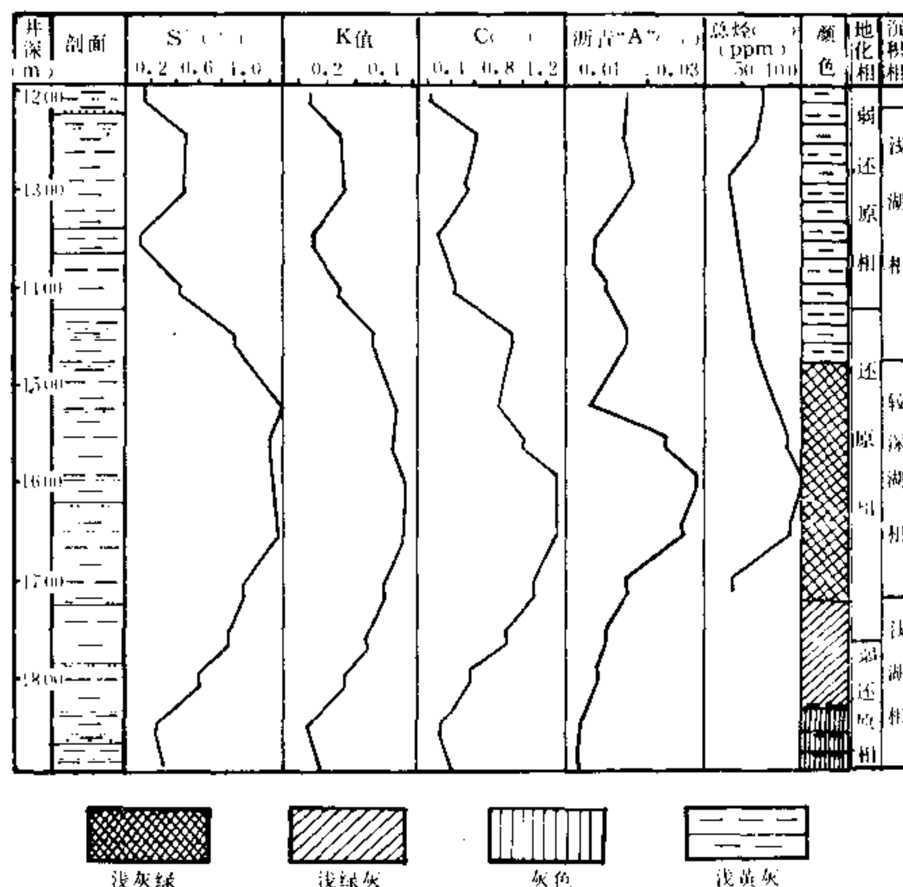


图 2-4-11　渭深 17 井张家坡组有利生油层段综合成果图

二、储集层

渭河盆地新生界由砂砾岩、砂岩、粉砂岩和泥质岩间互组成，储集层主要为孔隙性碎屑岩。

1.下第三系户县群储集层特征

下第三系在骊山厚1600余米，分红河组和白鹿塬组。

红河组下部是一套以浅红棕色角砾岩、砾岩、砂砾岩及泥质砂岩为主的坡积，洪积相，向上变为以湖相为主的河湖交替性沉积，岩性为棕黄色细砂岩、含砾—砾状砂岩与红色泥质岩。储集层多而分散，单层一般厚3米，最厚78米，下部较集中，上部沉积较稳定，以孔隙式和基底式胶结为主，胶结物含量一般20%，最高45%，物性上部较下部好，有效孔隙度平均8.03%，渗透率平均2.05×10^{-3}二次方微米。

白鹿塬组为灰白色块状粗—中砂岩为主的河流相沉积，砂岩胶结类型多为孔隙式和接触式，胶结物以碳酸盐为主，含量一般10～30%，最高达47%。广大地区储集层多而稳定，单层平均厚度2～4米，富含水。渭深10井由于埋藏较深，有效孔隙度平均仅3.12%，其它地区粒度粗，砂砾岩厚度大，孔渗条件相对好。

2.中新统高陵群储集层

中新统在骊山周围厚400米，分冷水沟组和龚家沟组。骊山南麓因上部地层遭受剥蚀，仅残留30～150米，下部为河流相的砾岩、砂砾岩，向上水体范围扩大，为河湖交替相的以泥质岩为主夹粉、细砂岩的沉积，除下部外，一般储集条件很差。

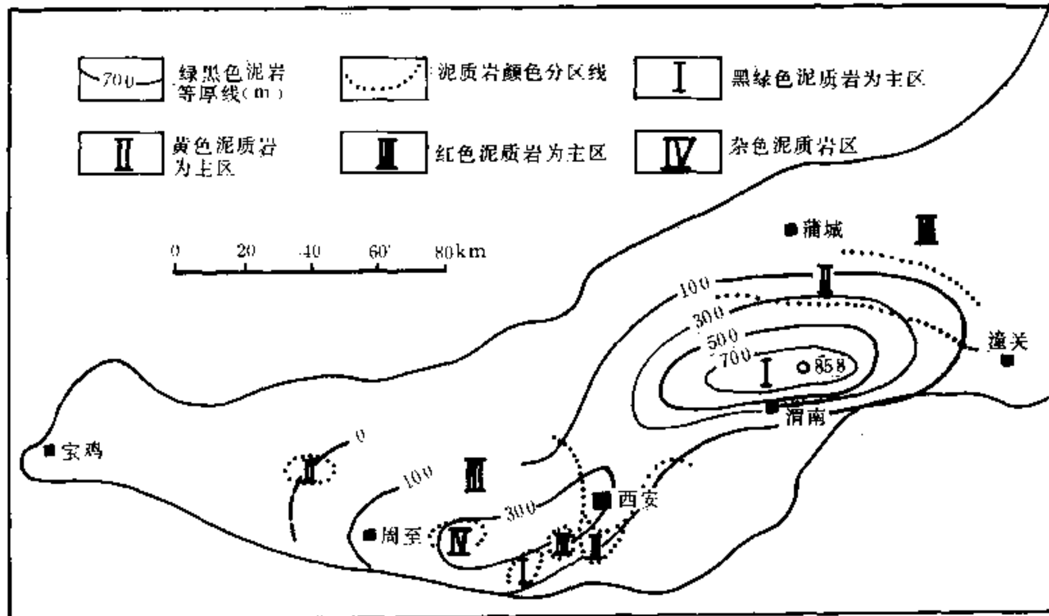


图2-4-12 固市凹陷上新统张家坡组泥质岩颜色分区及绿、黑色泥岩等厚图

盆地内部高陵群的岩性、岩相和边缘出露区差别不大、也是下部较粗，砂、砾岩明显居多，为冲积、洪积相和河流相沉积，向上转化为河湖交替相，砂岩比较分散，总层数在渭深10井达280层，单层厚一般在2米以上（表2-4-9）。以孔隙式胶结为主，也有镶嵌式和基底式，胶结物多为灰质，含量一般30%。储集层物性较好，有效孔隙度7.7～30.26%，平均17%以上，渗透率变化较大，从$<0.16\times10^{3}$～135970×10^{-3}二次方微米，一般100×10^{-3}～1000×10^{-3}二次方微米。

3.上第三系上新统永乐店群蓝田—灞河组储集层

蓝田—灞河组在盆地边缘出露，盆地内部岩性、岩相变化剧烈，蓝田组更为明显。

地表蓝田组除底部有不厚的砾岩外，是一套含大量灰质结核的粘土层，缺少砂岩，无好的储集层。盆地内部从沉积特征看，基本上继承了中新统高陵群的沉积条件，处于河湖交替相。西安凹陷以渭深10井为中心，厚度近千米，向东西延伸，减薄为600～300米；固市凹陷以渭参7井—渭参5井为中心，厚800余米，比西安凹陷厚度略小，也呈东西向。西安凹陷岩性粗，砂岩百分比高，单层厚度大；固市凹陷岩性相对较细，普遍含石膏，除凹陷中心部位有浅湖亚相分布外，广大地区为河流相、河湖相和冲积、洪积相。

蓝田—灞河组在盆地内部，砂层比较发育，单层厚度在2米以上，最厚达60米、灰质胶结为主，含量约30%，胶结类型以孔隙式为主，次为镶嵌式和基底式。砂岩物性较好，有效孔隙度7～30%，一般15%，渗透率变化较大，0.05×10^{-3}～5684×10^{-3}二次方微米，多数大于30×10^{-3}二次方微米（表2-4-10）。

表 2-4-9 渭河盆地高陵群储集层数据表

井号 \ 项目	储集物性				砂层		
	孔隙度(%)		渗透率($10^{-3}\mu m^2$)		层数	单层厚度(m)	
	变化范围	平均	变化范围	平均		变化范围	一般
渭参1	17.71~25.26	21.78	212.28~1032.93	488.48	63	0.5~8.5	2.5
渭参2井	7.81~24.64	14.91	0.16~318.25	87.78	88	0.5~5.75	3.0
渭参3井	7.70~30.26	14.58	0.22~13597.0	3401.8	82	0.5~16.0	2.0
渭参5井					25	0.7~3.0	1.5
渭参7井					83	0.5~6.0	2.0
渭参9井					228	0.5~5.5	1.0
渭深10井					280	0.7~10.0	1.5
渭深13井					93	0.5~5.3	2.0
渭深14井					68	0.5~15.0	2.0
渭深15井					42	0.7~5.0	2.0

表 2-4-10 渭河盆地蓝田—灞河组储集层数据表

井号 \ 项目	储集性能				砂层				砂岩百分比(%)
	孔隙度(%)		渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)		层数	单层厚度(m)		总厚(m)	
	变化范围	平均	变化范围	平均		变化范围	一般		
渭1井	6.68~31.25	18.8	<0.05~1569.8	338.3	24	0.5~3.0	1.0		
渭3井		17.96		3.5	12	1.0~16.0	2.0	160.6	43.6
渭5井		29.29		0.6	18	1.0~5.0	2.0		
渭7井	15.44~27.13	21.88	0.28~184.18	29.6	31	1.0~8.0	2.0	152.3	19.4
渭参1井	11.39~24.38	17.71	0.3~140.99	39.3	48	0.5~8.0	1.5	231.0	30.9
渭参2井	13.76~29.40	21.58	0.6~5684.34	2259.1	134	0.5~8.3	4.0	361.0	52.5
渭参3井	10.35~29.98	15.12	0.37~66.58	13.6	45	1.0~11.7	2.0	256.6	48.4
渭参4井	7.94~8.29	8.12	2.0~16.63	9.3	118	1.0~6.0	2.5		
渭参5井		10.01		34.2	95	0.5~3.8	1.0	161.6	21.0
渭参6井	9.68~23.11	14.89	<0.05~150.62	50.2	54	1.0~6.5	3.0	192.5	52.7
渭参7井					147	1.0~6.5	2.0	344.5	39.2
渭参9井					55	0.5~5.0	1.5	175.1	77.1
渭深10井					51	1.0~11.0	3.0	50.4	51.0
渭深13井					45	1.0~10.0	3.0	248.7	35.9
渭深14井					56	0.5~8.0	3.0	145.0	49.6
渭深15井					80	1.0~4.0	1.5	145.0	21.4

4.上第三系上新统永乐店群张家坡组储集层

张家坡组在固市凹陷中心渭参4井、渭参5井、渭深16井、渭深17井至渭深12井所围绕的范围为较深湖相沉积，总厚1100米左右。岩性细，属粉、细砂岩，砂层少而薄，单层厚1~1.5米，在剖面上呈零散状分布，砂岩百分比为8.7~22%，一般15%左右，胶结

物为灰质和泥质，含量10～64%，一般为35%,胶结类型主要为镶嵌式和基底式。储集物性不好，渗透率一般小于1×10^{-3}二次方微米。

由凹陷中心向外，地层总厚度减薄（南部200～300米，北部500～800米）过渡为浅湖相、河湖相沉积。由于凹陷中心偏南、所以相带围绕中心呈不对称的环状，南窄北宽，砂层由凹陷中心向外逐渐发育，厚度加大，砂岩百分比增高，浅湖相区为12～38%，河湖相区31～44%，少数可达50～62%（图2-4-13）。砂岩胶结物为灰质和泥质，含量10～20%，胶结类型以孔隙式为主，溶蚀式和基底式次之。储集层物性较好，有效孔隙度10～32%，多数20%以上，渗透率一般10×10^{-3}二次方微米，最大9739.3×10^{-3}二次方微米（表2-4-11）。

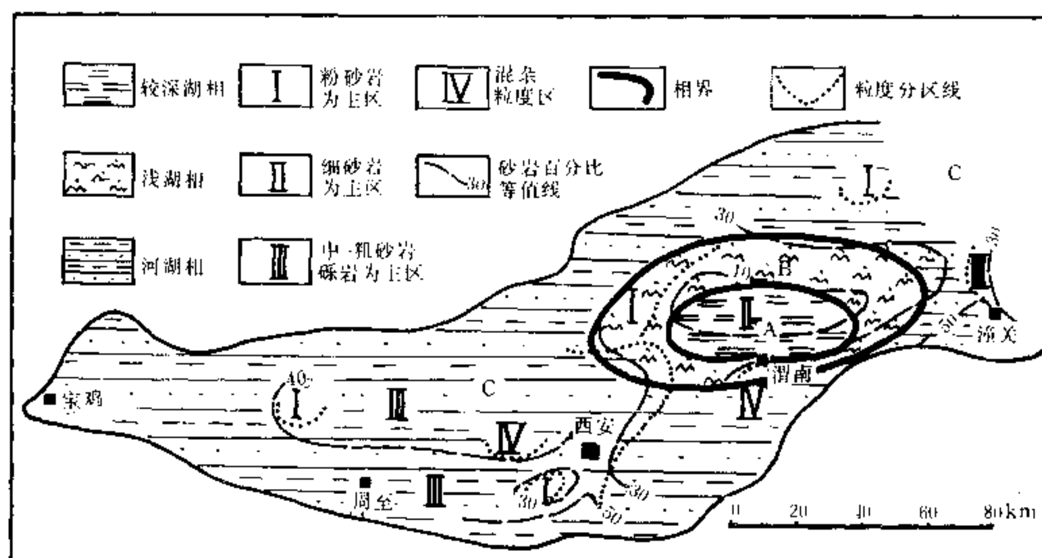


图2-4-13 渭河盆地上新统张家坡组碎屑岩粒度分区砂岩百分比等值线图

5.第四系早更新统三门组储集层

三门组相当发育，而且分布广泛。此时西安凹陷已不很明显，凹陷中心厚度有380米，固市凹陷中心厚达644.5～690米。该组在盆地内广大地区主要是河湖交替相沉积，砂层发育，在剖面上多而分散，储集层条件较好。固市凹陷北坡渭深14井一带（西渭1、渭参1、东至渭参2井）沉积了一套以粘土和粉砂质粘土为主的地层，无良好储集层。盆地东部及西安，固市二凹陷之间，在本组沉积期间，分布着一条河流和一个河网区，这条河流相当现在黄河的位置，呈南北向，河网区位于渭参9井经西热1井、渭参7井流向固市凹陷的渭深16井一带，呈北北东向，均为河流相沉积。在河流分布区岩性以细砂岩和中—粗砂岩为主，底部为细砂砾岩，砂岩十分集中，几乎全是砂岩，而西安凹陷间的河流相区，砂岩百分比为51.35～63.11%（图2-4-14）。岩性为砾状粗砂岩、含砾中砂岩、中—粗砂岩、细砂岩与泥岩、砂质泥岩互层，砂层多而集中，物性好，一般孔隙度为20～31%，渗透性变化较大，0.05×10^{-3}～2016×10^{-3}二次方微米，但多数井区渗透性较好（表2-4-12）。

从以上几节对区域地质、构造、地层与沉积相、生储油层几个方面的论述可以看出，渭河盆地成油地质条件差，而最根本的是缺乏油气源，不具备生油条件。今后只有寄希望于盆地南缘那套可能属于早白垩世的含煤层系。

表 2-4-11　渭河盆地张家坡组储集层数据表

项目 井号	储集物性				砂层				砂岩百分比(%)
	孔隙度(%)		渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)		层数	厚度(m)		总厚(m)	
	变化范围	平均	变化范围	平均		变化范围	一般		
渭1井		25.34		9.81	3	2.0~4.0	2.0	61.8	23.3
渭2井			0.34~10.43	4.06	17	1.0~3.0	2.0		
渭3井		26.15		4.34	13	1.0~4.0	1.5	42.0	15.2
渭5井	21.88~29.92	26.69	2.55~3710.3	1250.0	23	1.0~5.0	3.0	95.0	44.2
渭7井		32.52		9739.3	4	1.0~3.6	2.0	9.6	14.1
渭参1井					9	1.0~2.0	1.5		
渭参2井	15.34~28.62	21.98	0.08~13.35	6.72	84	0.7~6.5	2.0	263.3	41.1
渭参3井					22	1.5~8.3	3.0	108.8	37.8
渭参4井	1.99~13.6	7.37	<0.05~1.33	0.37	70	0.5~6.0	1.5	108.0	12.7
渭参5井		23.12		14.43	76	0.5~4.0	1.0	95.2	8.7
渭参6井	6.78~34.66	26.09	1.03~705.0	391.74	248	0.8~8.0	1.0	529.5	40.5
渭参7井					64	1.0~9.5	3.0	158.1	30.8
渭参9井					245	0.5~5.0	1.5	409.7	54.7
渭深10井					202	1.0~9.5	3.0	540.0	38.8
渭深13井					72	0.7~6.3	3.0	265.1	31.0
渭深14井	28.42~31.18	29.8	121.0~250.0	185.6	86	0.54~4.0	2.0	200.5	34.4
渭深15井					127	0.5~8.0	2.0	266.6	32.0

表 2-4-12　渭河盆地三门组储集层数据表

项目 井号	储集物性				砂层				砂岩百分比(%)
	孔隙度(%)		渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)		层数	单层厚度(m)		总厚(m)	
	变化范围	平均	变化范围	平均		变化范围	一般		
渭1井		25.93		<0.05	11	1.0~4.0	2.0	50.2	31.3
渭2井	18.06~20.58	19.52	<0.05~13.78	2.45	16	2.0~6.0	3.0	86.8	34.3
渭5井		29.08		202.8	6	1.0~6.3	2.0	38.0	44.7
渭6井	18.78~29.85	25.09	8.79~149.02	66.0					
渭7井		31.83		2016.34	8	2.0~14.0	5.0	53.1	42.7
渭参1井					3	2.0~3.0	2.0	34.8	20.7
渭参2井					31	0.5~8.0	2.0	138.2	31.9
渭参3井					16	1.5~7.0	3.0	87.6	58.4
渭参4井					102	0.7~24.0	5.0	297.0	43.0
渭参5井					76	1.0~8.0	3.0	251.5	39.0

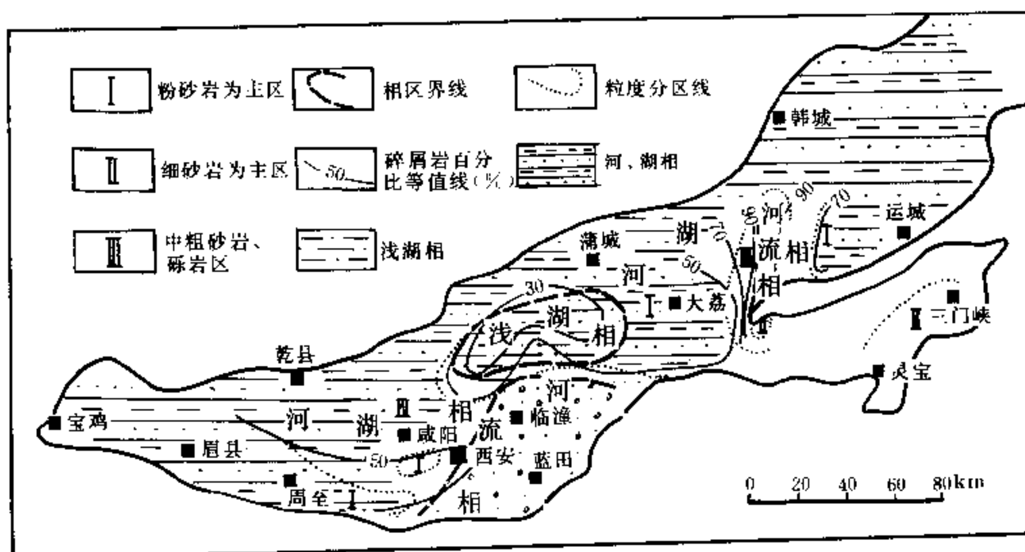


图 2-4-14 渭河盆地更新统三门组沉积相、碎屑岩粒度分区、砂岩百分比等值线图

第五章　巴彦浩特盆地[1]

第一节　概　　况

巴彦浩特盆地位于东经103°～106°、北纬38°～39°40′，北邻巴彦乌拉山，南接祁连山北麓之“走廊过渡带”，西与武威、潮水两个盆地接壤，东至贺兰山。面积1.8万平方公里。是一叠合在不同基底结构上的双断型箕状盆地（图2-5-1）。

50年代初，原燃料工业部石油管理总局102地质队就在盆地东缘开始石油普查，1954年发现锡林高勒重磁力负异常区。1955年石油工业部西安地质调查处在盆地南缘1：20万石油地质普查中，在中卫县孟家湾、上河沿等地发现多处石炭系油苗。此后，地质部及石油工业部又相继做了数次地质调查、航空磁测等一系列工作，取得大量地层、古生物及区域地质等方面资料。

1986～1987年石油工业部物探局组织综合物探队在该区进行了规模较大的地震、重力、普查工作。通过伊和凹陷、诺尔托低降起，赛力克凹陷做大地电磁测深剖面三条，拟合反演解释了白垩系以下地层的地质特征，并查明了盆地“三坳一隆”的构造格局及广袤沙漠覆盖下的巨厚沉积。

表2-5-1　巴彦浩特盆地钻探简况表

井号	巴参1井		井号	巴参2井	
井位	蝶降背斜高点		井位	锡林坳陷西斜坡	
完钻深度(m)	3720		完钻深度(m)	4250	
地层	深度(m)	厚度(m)	地层	深度(m)	厚度(m)
第四系	115	108.3	第四系	150	145.2
上第三系	276	161.0	第三系	672	522
下第三系	636	360.0	下白垩统	2384	1712
下白垩统	2347	1711	上侏罗统	2778	394
上中侏罗统	3640	1293	中下侏罗统	2842	64
下元古界阿拉善群	3720.0	80	中石炭统	3779.4	937.4
			下石炭统	3952	172.6
			中奥陶统	4250	298

[1] 黄忠信等，1989，巴彦浩特盆地石油地质条件初步评价研究。

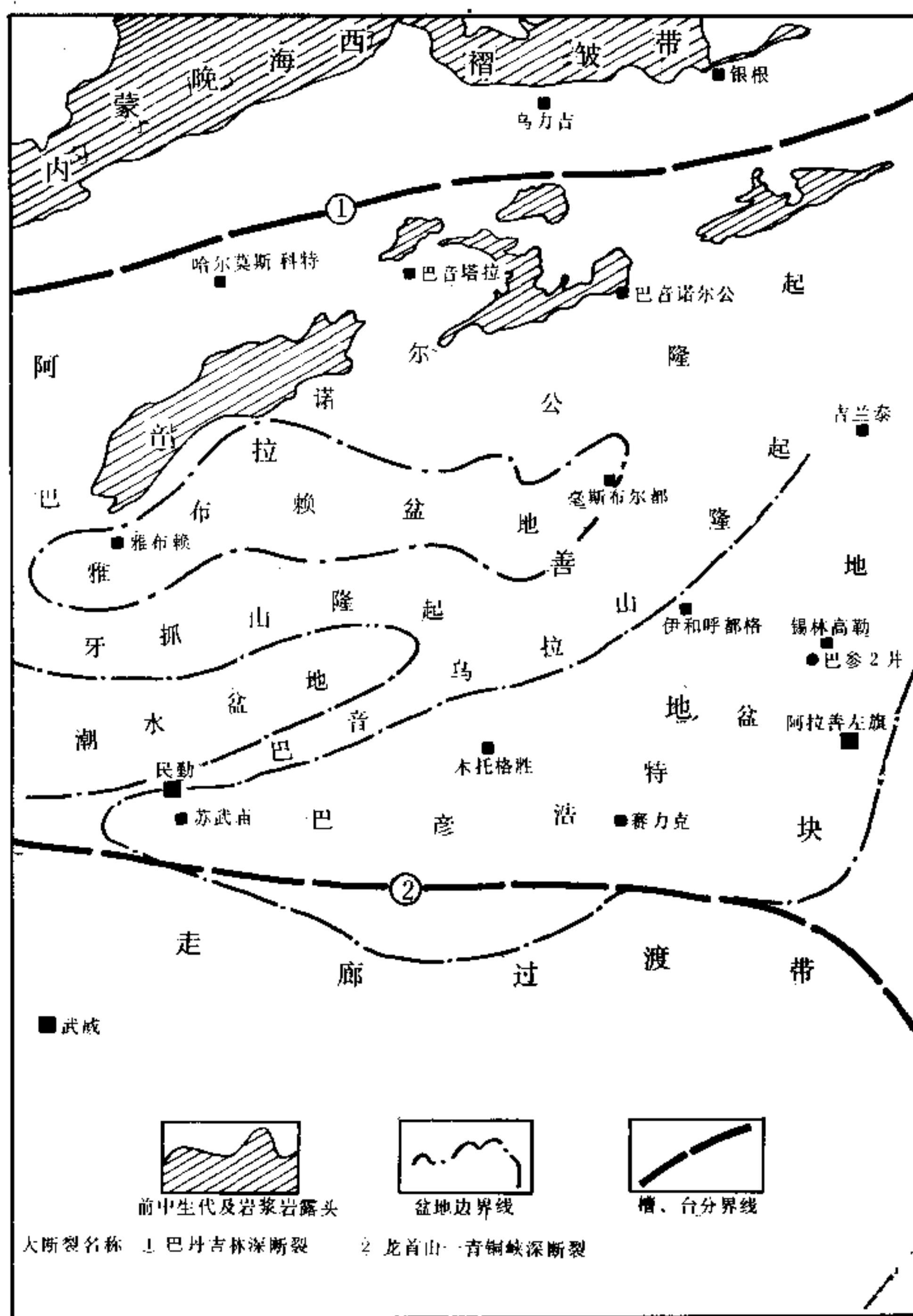


图 2-5-1 巴彦浩特盆地位置图

1988 年初，石油工业部决定增设巴彦浩特盆地勘探项目，开辟新区油气勘探。至年底累计完成以下工作量：重力剖面 8798 公里，电法剖面 1806.6 公里，地震剖面 5812.4 公里，化探在伊和凹陷 By—140 剖面完成了 80 公里路线剖面，钻参数井 2 口，巴参 1 井已经完钻，井深 3720 米，层位是太古界—下元古界阿拉善群。巴参 2 井在 2842 米以下已钻遇

1110 米厚的石炭系以暗色泥岩为主的生油层系，所夹砂岩也见到油迹、油斑级显示，给盆地的油气勘探带来了光明前景。两口井的简要情况见表 2–5–1。

第二节　地　　层

一、区域地层简述

巴彦浩特盆地周边地层分布各处显著不同。盆地西部周缘普遍缺失古生界和三叠系，仅局部地区有二叠纪陆相中酸性火山喷发岩。下、中侏罗统也分布零星。白垩系及新生界在盆地中广泛分布。盆地南部边缘古生界发育齐全；二叠系、三叠系、侏罗系分布零星；白垩系、第三系在盆地及边缘均有分布。盆地东部北贺兰山区自中上元古界至侏罗系除泥盆系与下石炭统缺失外皆有出露，层系齐全。白垩系、第三系在盆地内部广泛分布。

1.中、上元古界

长城系：见于北贺兰山地区，呈南北向展布，主要岩性为紫红、灰白色石英岩状砂岩夹紫红色页状粉砂岩，上部夹肉红色中厚层白云岩，属滨—浅海相沉积，厚 174.1～423.3 米，底部同位素年龄 16.89 亿年。

蓟县系：分布同长城系，二者之间为假整合或整合接触。岩性为灰白、浅灰—深灰色厚层—中厚层燧石条带、结核白云岩。燧石条带呈灰黑—浅灰色，底部为灰白色薄—中厚层石英岩，属滨浅海相沉积，厚 486～1036 米，同位素年龄 12.89 亿年。

震旦系罗圈组：仅分布在苏峪口以南地区，与蓟县系为假整合接触。下部为角砾岩，角砾大小混杂，成分为燧石条带白云岩及少量石英岩、岩浆岩角砾，厚 20～252 米，属冰碛砾岩；上部为灰绿—灰黑，灰黄色板岩、砂质板岩，产藻类化石，厚 96.1 米，为冰碛纹泥。时代属晚前寒武系，与我国南方震旦系相当。

2.下古生界

在贺兰山区和走廊过渡带分布广泛，层系发育齐全，但由于构造和地理环境的差异,各地岩性不一。

(1) 寒武系　在贺兰山区和走廊过渡带均有分布，以北贺兰山区发育最好，层系完整，为浅海台地相碳酸盐岩沉积，与震旦系罗圈组呈假整合接触，总厚 618.7～1415.6 米。走廊过渡带包括南贺兰山和香山区，仅见中寒武统香山群，主要为地槽型碎屑岩和泥质岩沉积，厚度巨大，总厚 6000 米。这套浅变质的巨厚地层，60 年代曾称"南山系"或"绿色岩系"。根据所采到的三叶虫化石鉴定，其时代应属中寒武世，层位与我国北方徐庄组和张夏组相当，其上缺失上寒武统，下奥陶统天景山组不整合于其上。

(2) 奥陶系　下奥陶统天景山组；见于天景山、牛首山、新井、三关口南、长流水、中梁子等地区，出露较为零星。中贺兰山区天景山组分为上、下两亚组，以泥质灰岩为主夹白云质灰岩、砾状灰岩，属浅海台地相沉积，产丰富之海相动物化石，厚 486.3～1007 米；天景山、牛首山地区则主要为灰—深灰色厚层泥晶灰岩夹浅灰色燧石条带，属深海陆棚相沉积，产丰富之三叶虫等动物化石，厚 332.5～490.5 米。在牛首山见天景山组与香山群呈角度不整合接触（图 2–5–2）。

中奥陶统米钵山组，出露于米钵山、牛首山、新山、新井、三关口南，长流水，南寺、胡基台—宽沟一带。岩性为灰绿色硬砂质石英砂岩，长石石英砂岩和砂质—粉砂质板岩组成的巨厚互层，夹少许砂质灰岩和砾状灰岩，厚 1300～1945.5 米，属地槽型类复理石建造，

产丰富的笔石化石，时代属中奥陶世早期。在米钵山中奥陶统米钵山组与下奥陶统天景山组为连续沉积。

上奥陶统在区内缺失。

(3) 志留系　仅见于中宁野猪沟、上湾子，缺失下志留统。

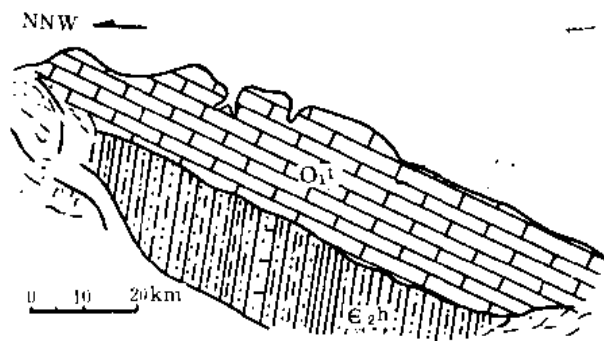


图 2-5-2　牛首山天景山组与香山群不整合素描图

中志留统泉脑沟组：在野猪沟出露厚度 69.6 米，岩性为灰-深灰色薄-中厚层泥质灰岩夹灰黄色薄层灰质页岩，产丰富之珊瑚和有孔虫化石，顶、底呈断层接触，出露不全。同心照花井剖面较完整，厚度 103 米，下部为砾岩和紫灰色富钙质、泥质的长石石英砂岩，角度不整合于香山群之上；中部为深灰色薄—厚层石灰岩，生物化石丰富，床板珊瑚呈小型礁体分布；上部为暗紫红色粉砂质泥岩、石灰岩和砾状灰岩透镜体，代表海进海退旋回序列，时代属中志留世。

上志留统在野猪沟出露厚度 360 米。岩性为紫红色硬砂质砂岩、粉砂岩和含砾砂岩、在照花井见夹白云岩化泥晶灰岩、产海相动物化石，下与泉脑沟山组呈假整合、上与泥盆系呈角度不整合接触。属滨浅海相沉积。

3.上古生界

在区内广泛分布。

(1) 泥盆系　在河西走廊过渡带分布广泛，但层系发育不全，仅有中、上泥盆统沉积，且在中北贺兰山区缺失。

中统在石峡沟—黑炭梁子一带，出露厚 248.2～503.1 米。岩性下段为灰白色厚—中厚层石英砂岩夹含砾砂岩、砂砾岩透镜体，属河流沉积相；上段为紫红色中厚—薄层长石砂岩、长石石英砂岩和紫红色粉砂岩，下粗上细，属河流冲积相和洪泛湖泊相。本组产丰富的鱼化石，时代属中泥盆世，在石峡沟与下伏之中寒武统香山群呈角度不整合接触。

上泥盆统中宁组：较中泥盆统分布广，见于牛首山、烟筒山、单梁山、青羊山等地。在牛首山见其不整合于中泥盆统之上，在烟筒山不整合于上志留统之上，在菊花台则与香山群呈不整合接触。岩性为紫红、浅灰白色砂砾岩，由两个下粗上细的正旋回组成。本组含鳞木和鱼化石，时代属晚泥盆世晚期，厚度 314～2456 米。

(2) 石炭系　在区内广泛分布，发育齐全、厚度较大，也是被掩覆的巴彦浩特盆地东部及南部坳陷带中最主要的沉积层系。石炭纪在本区因受祁连海的影响，海侵由西南向东北方向逐步发展，沉积范围不断扩大。晚石炭世斯蒂芬期，祁连海与华北海汇合，全区趋于统一，但仍表现出祁连海槽的特征。

下石炭统臭牛沟组：仅分布于走廊过渡带之宁卫北山、新井、下河沿等地；它一般不整合于香山群之上，出露厚 263.9～492.7 米。主要岩性：下部灰黄—灰白色钙质石英砂岩、粉砂岩夹灰—灰黑色薄—中厚层石灰岩和页岩，下河沿—甘塘一带为白云岩、白云质灰岩夹石膏层，属滨浅海—泻湖相；中部灰—灰黑色钙质粉砂岩夹中细粒石英砂岩及泥灰岩薄层，单梁山夹 0.2～0.5 米无烟煤透镜体或碳质页岩，属滨海沼泽相；上部灰白—灰黄色石英砂

岩.粉砂岩和石灰岩透镜体，属滨海相。本组含腕足类和植物化石，时代属早石炭世维宪期，底部可能包含杜内期。

中石炭统是本区分布最广、厚度最大的一个层系，厚500～2000米。由于盆地东部和南部边缘地质背景不同，沉积类型和地层厚度表现出明显差异。

靖远组：主要见于宁卫北山，在贺兰山区仅有其上部。在宁卫北山称石磨沟组，主要岩性为灰白色石英砂岩，砾岩与灰—灰黑色粉砂质页岩、碳质页岩、页岩及页状粉砂岩互层，偶见薄煤层和生物灰岩透镜体。产海相动物化石和温热带植物化石，地层厚698.2米，不整合于寒武系之上。贺兰山区主要岩性为灰白色石英砂岩，砾岩与砂质灰岩，生物灰岩、灰黑色页岩的互层，产丰富之海相动物化石和少量植物化石，厚仅15.3～93.5米，与前石炭系地层呈轻微不整合接触。两地均为明显的海进旋回，底部多粗碎屑岩，上部多泥质岩和石灰岩。

羊虎沟组：盆地东部、南部边缘山区广泛出露。在宁卫北山称单梁山组，主要岩性为不同粒度的石英砂岩与灰—深灰色页状粉砂岩、粉砂质页岩，页岩的互层，下部夹数层薄煤层。页岩所产生物群，中、下段主要以植物和瓣鳃类为主，腕足类稀少，上段则富含海相动物化石。厚3000米，向北西仍保持巨厚沉积之势；在贺兰山区称羊虎沟组，主要岩性为灰黄—灰白色石英砂岩与灰黑色粉砂质页岩、页岩的互层夹数层生物灰岩薄层和偶夹薄煤层。页岩、石灰岩中富产植物化石和腕足类，地层厚154.3～448米；在贺兰山西侧较薄（154.3米），向东北增厚，在呼鲁斯太厚488米，雀儿沟一带羊虎沟组厚达1000余米，而在鄂尔多斯盆地则显著减薄，厚仅12～26米，称本溪组。

上石炭统：称太原组，是石炭纪海域最广的一个沉积地层单元，此时华北海与祁连海贯通，因而岩性大致相同，动植物化石丰富。地层厚度因后期剥蚀、各地不一。在下河沿厚度180.7米，贺兰山西侧厚度170米以上，呼鲁斯台地区厚200～402米，鄂尔多斯盆地厚20～122米。

(3) 二叠系　在北贺兰山分布较广，在盆地东缘阿左旗南寺一带见零星分布，盆地内可能缺失。

4.中新生界

(1) 三叠系　贺兰山西侧和盆地西南山区有零星分布，盆地内缺失。

(2) 侏罗系　在区内属山间断陷盆地沉积，分布零星而局限，主要属中、上侏罗统红色粗碎屑岩。中、下侏罗统见于贺兰山与巴彦乌拉山局部地区。岩性为深灰色泥岩夹灰白色长石石英砂岩及煤层，在盆地内也有零星分布。上侏罗统地表仅见于南贺兰山，盆地内则广泛分布。

(3) 白垩系及第三系　为断陷盆地过补偿型沉积，特点是岩性粗、颜色红、有机质贫乏，厚度巨大。露头区除巴伦别立塔塔水剖面见厚约70余米的富含瓣鳃类、轮藻的富碳酸盐质的灰色砂、泥岩，泥灰岩浅水湖泊相沉积外，皆为冲积沉积型盆地边缘相沉积，厚2000～3000米。

二、盆地内地层简述

巴彦浩特盆地内目前已钻巴参1、2两口井，巴参1井上侏罗统不整合在太古界—下元古界变质岩上，巴参2井由于处于坳陷更深的部位，在上侏罗统之下还有下侏罗统及巨厚的石炭系沉积。因此盆地内地层剖面的描述，上侏罗统以上取巴参1井剖面，以下取巴参2井剖面。

1.上古生界

(1) 石炭系

1) 中石炭统靖远组。灰黑色泥岩与浅灰色粉—中粒砂岩、石英砂岩不等厚互层，夹数层薄煤及中厚层状浅灰色含生物碎屑灰岩及深灰色海百合茎灰岩，上部见一薄层黑色油页岩。产 *Eostaffella* 始史塔夫蜓等化石。厚 477.8 米。

2) 中碳统羊虎沟组。灰黑色泥岩、碳质泥岩夹浅灰色细—中粒、含砾中粗粒石英砂岩及薄煤层，上部见三层石灰岩，反映了该期的三次海侵。产 *Eostaffella* 始史塔夫蜓、*Enndothyra* 内卷虫等。厚 461 米。与靖远组为连续沉积。

2.中生界

(1) 侏罗系

1) 中、下侏罗统。暗灰绿色粉砂质泥岩、含砾砂质泥岩夹浅灰色含砾中—粗粒岩屑质长石砂岩，下部夹一薄煤层。产 *Darwinula* 达尔文介 *Classopollis* 环沟粉等。厚 64 米，与下伏羊虎沟组为不整合接触。

2) 上侏罗统芬芳河组。棕褐色泥岩、砂质泥岩与浅灰绿、绿灰色粉细粒混合砂岩、岩屑质长石砂岩互层，底部为棕红、灰褐色砾状砂岩及砾岩。产 *Aclistochara bransoni* 布朗逊开口轮藻、*Protopinus subluteus* 近黄原始松粉等。巴参 1 井厚 1293 米，巴参 2 井由后期剥蚀、保存不全。与下伏中、下侏罗统为假整合接触。

(2) 白垩系　仅有下白垩统巴彦浩特组，进而分为三段。

下段：上部暗红、褐紫色泥岩间夹浅灰褐色粉—中粒混合砂岩及炭屑质长石砂岩，产 *Aclistochara mundula* 整洁开口轮藻，*Peckisphaera* 培球轮藻，*Lycopterocypris* 狼星介等；下部棕褐、褐灰色厚层含砾中—粗粒混合砂岩、长石质岩屑砂岩及砾岩。厚 1711 米，与下伏芬芳河组为假整合接触。

中段：棕红、棕褐色砂质泥岩夹棕红色细—中粒及不等粒岩屑质长石砂岩、混合砂岩。产 *Aclistochara caii* 蔡氏开口轮藻、*Rhinocypris* 刺星介、*Planorbis* 扁卷螺等丰富的轮藻、介形及腹足类化石，厚 585 米。

上段：棕红、灰褐色砂质泥岩夹浅棕红色粉—中粒及不等粒岩屑质长石砂岩，局部见杂色亮晶藻凝块石灰岩薄层和浅灰绿色砂质泥岩。产 *Mesochara symmetrica* 对称中生轮藻，*A. huabeiensis* 华北开口轮藻，*Candoniella simplica* 简单小玻璃介，*Timiriasevi Pusilla* 弱小季米里亚介，*Galba* 土蜗螺，*Lygodiums Porites* 光面海金沙孢等化石，厚 589 米。

3.新生界

(1) 第三系

1) 下第三系渐新统清水营组。上部浅棕红色膏质胶结的泥质粉砂岩及砂质泥岩，其下有 28 米厚的棕红色膏质中—细粒岩屑质长石砂岩夹数层石膏；中部浅棕红色砂质泥岩与泥质粉砂岩互层，局部见粉砂质泥灰岩夹层、见 *Tiliaepollenites pseudinstructus* 假锻粉；下部浅棕红色块状含砾粉—粗粒混合砂岩，底部含砾。厚 360 米，与下伏巴彦浩特组为假整合接触。

2) 上第三系中新统。上部浅棕红色厚层块状中—细粒岩屑质长石砂岩，胶结疏松，成岩性差；下部浅棕红、棕黄色泥质粉砂岩，粉砂质泥岩。厚 161 米。

(2) 第四系　为灰黄色冲积砂砾岩层夹砂质粘土及淤泥，中下部为半固结的灰黄色灰质粉—中粒混合砂岩（表 2-5-2)。

表 2－5－2 巴彦浩特盆地地层表

界	系	统	组	符号	厚度(m)与接触关系	岩性特征	资料依据
新生界	第四系			Q	115	灰黄色冲积砂砾层、砂质粘土与淤泥	巴参一井
	第三系	中新统		N_1	161	浅棕红、棕黄色中－细砂岩与同色砂质泥岩、泥质粉砂岩互层夹数层石膏	
		渐新统	清水营组	E_3q	360	浅棕红色砂质泥岩为主夹泥质砂岩、石膏质砂岩、岩屑质长石砂岩，底部为砾状混合砂岩	
中生界	白垩系	下统	巴彦浩特组	K_1b_3	589	棕红、灰褐色砂质泥岩夹棕红色砂岩，局部见杂色亮晶藻凝块灰岩	
				K_1b_2	585	棕红、棕褐色砂质泥岩夹棕红色砂岩	
				K_1b_1	1711	上部暗红、褐紫色泥岩间夹浅灰褐色砂岩，下部棕褐、褐灰色厚层砂岩及砾岩	
	侏罗系	上统	芬芳河组	J_3f	1293	棕褐色泥岩与灰绿，浅灰色砂岩互层，底部为棕红，灰褐色砾状砂岩及砾岩	
		中下统		J_{1-2}	64	暗灰绿色砂质泥岩夹灰白色含砾砂岩及薄煤层	巴参二井
古生界	石炭系	中统	羊虎沟组	C_2y	461	灰黑色泥岩、炭质泥岩夹浅灰色含砾砂岩及薄煤层，上部见三层灰岩	
			靖远组	C_2j	477.8	灰黑色泥岩与浅灰色砂岩不等厚互层夹数层薄煤、浅灰色含生物碎屑灰岩及深灰色海百合茎灰岩，上部见一薄层黑色油页岩	

第三节 沉 积 相

巴彦浩特盆地目前资料不多尚无条件编制沉积相图。仅钻两口参数井，下面主要根据这两口井的地层剖面，对盆地的沉积相作一初步分析。

一、石炭系

缺失上石炭统，只有下石炭统臭牛沟组、中石炭统靖远组、羊虎沟组的沉积。

靖远组在巴参 2 井（3211～3437 米井段，其中包括了一部分羊虎沟组下部地层）有两次三角洲相沉积，包括两个三角洲前缘沉积序列和两个三角洲平原沉积序列，具明显的反粒

序结构。下部自下而上由泥岩、石灰岩、粉砂岩、细粒岩、中粗砂岩至含砾砂岩组成的反粒序层，上部是由砂岩、泥岩间夹煤层和煤线的正粒序层组成。

砂岩主要为粉—中粒石英砂岩和长石石英砂岩，分选圆度好，具小型槽状交错层理，波状和斜坡状层理，沿层面富集较多片状矿物，泥岩含有机质丰富，含二价硫，具水平层理。石灰岩呈泥晶结构，见海相动物化石，可见纹层构造。

羊虎沟组下部（巴参2井3070～3211米井段）是一套灰、绿灰、深灰色粉—中粒砂岩夹暗色泥岩、煤层、底部为厚层潮道沙坝。砂体下粗上细，槽状、楔状板状层理（倾角25°～30°）等十分发育。平均粒径可达0.4毫米，砂岩结构成熟度高，分选均匀。含有丰富的炭屑、菱铁矿、黄铁矿等。为水体循环受阻隔环境下以暗色泥岩为主的滨海沼泽泥坪相沉积。

向上（巴参2井2994～3070米井段）岩性变为深灰、灰、绿灰、浅灰色粉—中粒砂岩与暗色泥岩、泥质粉砂岩等互层夹薄层石灰岩。砂岩厚度一般小于15米，呈块状或层状，具小型交错层理，以锆石、磁铁矿富集组成的毫米级纹层，说明存在波浪冲洗层理。这类砂岩矿物成熟度和结构成熟度高，是浅水波浪、潮汐、沿岸海流作用的证据。泥质岩呈块状，见变形纹层或夹粉砂质脉。石灰岩则以泥晶或生物泥晶灰岩为主。这些特征均说明本段为滨浅海相沉积。

羊虎沟组中上部（巴参2井2842～2994米），是上述两个相带的重复，不同的是所夹石灰岩增多，可能局部有海湾泻湖相出现。

二、侏罗系

巴参2井（2777～2842米井段）岩性为含砾砂岩、粉细砂岩夹绿灰、黑灰色泥岩及煤层。砂岩厚层呈块状，属高长石（35%）、高岩屑(30%)的混合砂岩，分选差，棱角状，排列杂乱，杂基高达20%。粉细砂岩具平行纹理，层理有丰富的镁绿泥石、菱铁矿、炭屑等。泥质岩呈灰绿色，见植物根和网状白色方解石脉，并含有丰富的开口轮藻，达尔文介，季米里亚介等化石。为早中侏罗世的温湿滨湖沼泽相沉积。

上侏罗统芬芳河组两井均有沉积，而且岩性大体一致.巴参1井为厚约1000多米的棕褐色泥岩、砂质泥岩夹浅灰绿粉细粒混合砂岩，底部为含砾砂岩和砾岩。巴参2井因后期剥蚀，保存厚度较小，岩性也相对较细。为干旱型滨浅湖相沉积。

三、下白垩统巴彦浩特组

以干旱间歇湖泊相为主（巴参1井635～926米，1035～1339米井段），中部为旱三角洲相（巴参1井926～1035米井段）。

干旱间歇湖泊相岩性为棕、棕红、灰、灰绿色砂岩、粉砂岩，泥岩互层，偶见泥灰岩、石灰岩薄夹层，略显正韵律的多韵律序列。砂岩具小型斜层理，波状层理，水平层理，爬升层理，生物扰动形成的变形层理或杂乱花斑结构。泥质岩、粉砂岩特征不明显，常见斑状分布的砂砾。这些杂乱堆积的颗粒与水介质的密度增大有关。该相带有丰富的轮藻、介形虫化石，并见鳚鳃等生物碎片。石灰岩为透镜状，中—薄层状，生物门类单一，但见藻凝块石、藻灰结核等。

旱三角洲相岩性主要由棕红、灰褐色与浅棕、灰黄色中细砂岩、不等粒砂岩的互层组成，具有底部多为泥岩，向上砂岩增多，岩性变粗和前积结构的特点。

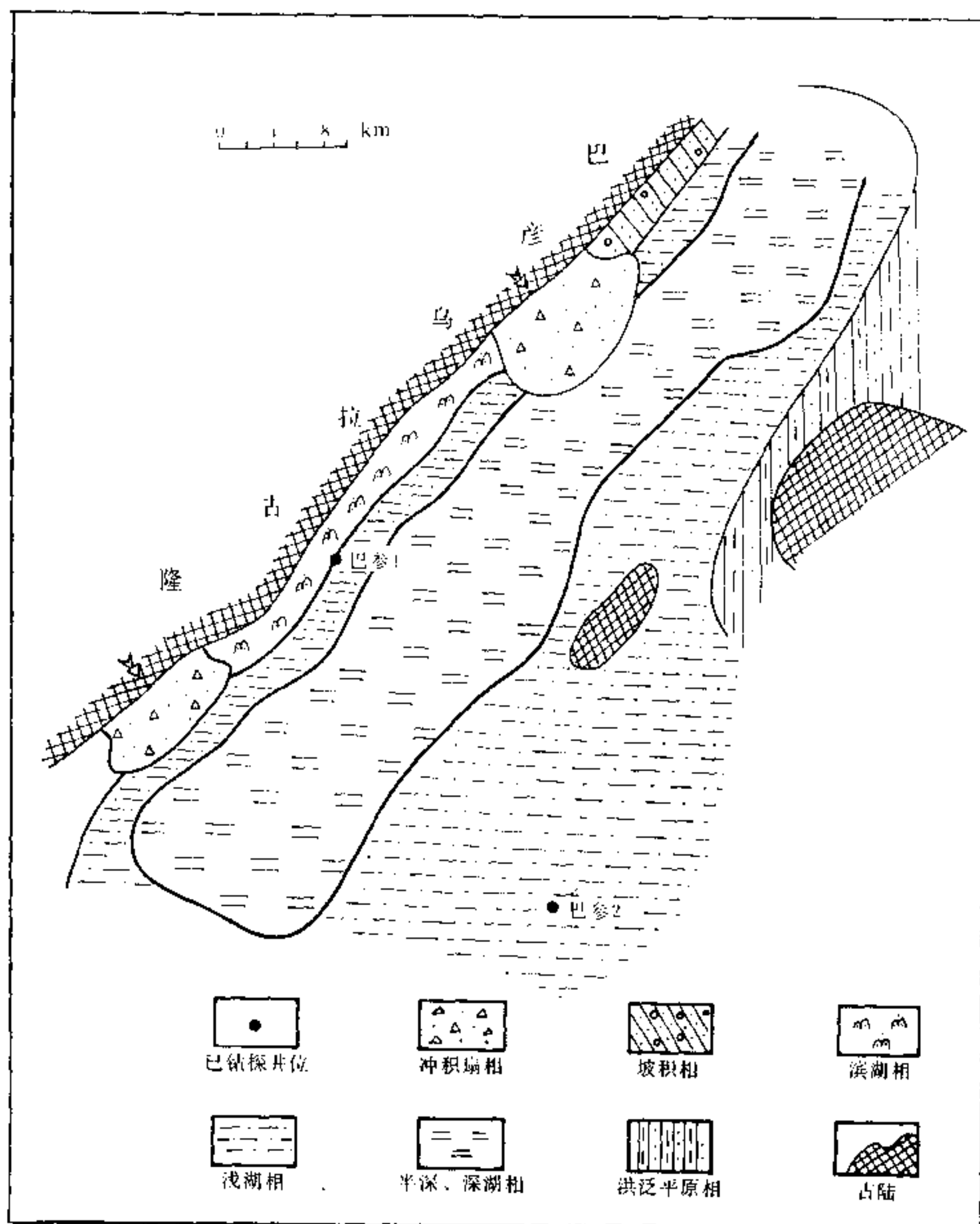


图 2-5-3 巴彦浩特盆地伊和凹陷下白垩统下部沉积相图

综上所述，盆地内下白垩统为断陷盆地过补偿型沉积，特点是岩性粗，颜色红，厚度大（巴参 1 井 1711 米，巴参 2 井 1712 米），有机质贫乏，生油条件较差。在做过地震详查工作的伊和凹陷，地球物理工作者根据地震反射层资料，运用地震地层学的方法，对下白垩统下部做了沉积相带的划分（图 2-5-3）。

这一相带的划分给人以启示：对盆地下白垩统能否生油，目前不应完全失望，还需进一步工作，选择有利凹陷进行钻探，以期得到新的发现。

四、第三系

同下白垩统一样，为断陷盆地过补偿型沉积，下部为棕红色块状含砾泥合砂岩，向中、上部变细为棕红色中—细粒岩屑质长石砂岩与浅棕红、棕黄色泥质粉砂岩、砂质泥岩的互层夹数层石膏。为冲积沉积型盆地边缘相沉积。

第四节 构　　造

一、区域构造

巴彦浩特盆地位于阿拉善地块的东南边缘，秦祁地槽走廊过渡带的东北地带。以龙首山—青铜峡深断裂（盆地内部分叫查汗布勒格断裂）为界，其北属于稳定的地台——阿拉善地块，南为活动的秦祁加里东地槽。

阿拉善地块的基底由太古界中、深变质岩组成。从中元古代到三叠纪，仅在边缘局部地区接受沉积，部分地区还见二叠系陆相火山碎屑岩堆积。由于受南北构造活动的影响，加里东、海西期岩浆活动十分强烈。印支运动后，以块断活动为主，长期隆起的地块发生解体，形成现今三坳—隆—斜坡构造格架。

阿拉善地块自北而南可分为巴音诺尔公隆起、雅布赖盆地、牙抓山隆起、潮水盆地、巴彦乌拉山隆起和巴彦浩特盆地等次级构造单元。

巴彦浩特盆地向东与贺兰断褶带呈阶梯状超覆，西部以巴彦乌拉山东缘大断裂为界，东北部以潜伏隆起与吉兰泰坳陷分隔。盆地南部边界不很明确，在民勤以南的阿拉古山、青山一带，有一重力密集带（地震解释为断层），向东分为两支：一支向南东东延伸相交于87—165地震测线上的南倾逆断层，组成盆地南部边界；另一支横穿盆地，经头道山、元山子向东南延伸，与著名的龙首山—青铜峡区域深断裂相接。该深断裂是走廊过渡带与阿拉善地块的分界断裂。盆地南部因受秦祁地槽活动挤压的影响，是全盆地至今唯一发现逆冲断层的地区。

盆地由三坳一隆一斜坡组成（即西部坳陷、东部坳陷、南部坳陷、中部隆起与东部断阶斜坡五个构造单元），并细分为七个凹陷和五个凸起（图2-5-4、表2-5-3）。

重力资料表明：中部隆起（潜伏）带在北东向抬升的背景上，脊轴存在明显的波状起伏，构成串珠状相互分隔的基岩凸起，这从地震和浅钻（浅2井）的资料也可证实。而在隆起两侧，重力、地震资料均反映出基底为明显的断块下沉，也形成串珠状分布的重力负异常，并具有波状起伏的特征，这种既有区域上的“三坳一隆”，又有沿隆起带次一级的凸凹相间、呈带分布的构造格局，对盆地的沉积发育及局部构造的发展，均具有明显的控制作用。

二、断裂及局部构造

巴彦浩特盆地是一典型的地台型中生代断陷盆地，盆地内地层平缓，一般倾角只有几度，以张性块断构造运动为主，局部构造的发育和分布也无不与正断层的活动有关。

1.断裂发育特征（图2-5-5）

盆地主要断裂体系有：

(1) 北东向断裂

1) 巴彦乌拉断裂。顺延于巴彦乌拉山前，是一支隐伏基底大断裂。长340公里。地震资料反映为张性正断层，倾向南或东南，倾角50°～70°，上陡下缓，并有分支断层伴生，剖面有时呈“Y”字型。基岩面断距在伊和凹陷最大，可达7000米，一般4000～6000米，平移距2000～4000米，重、磁力资料也有明显梯度异常，是一支形成期早的继承性断裂。

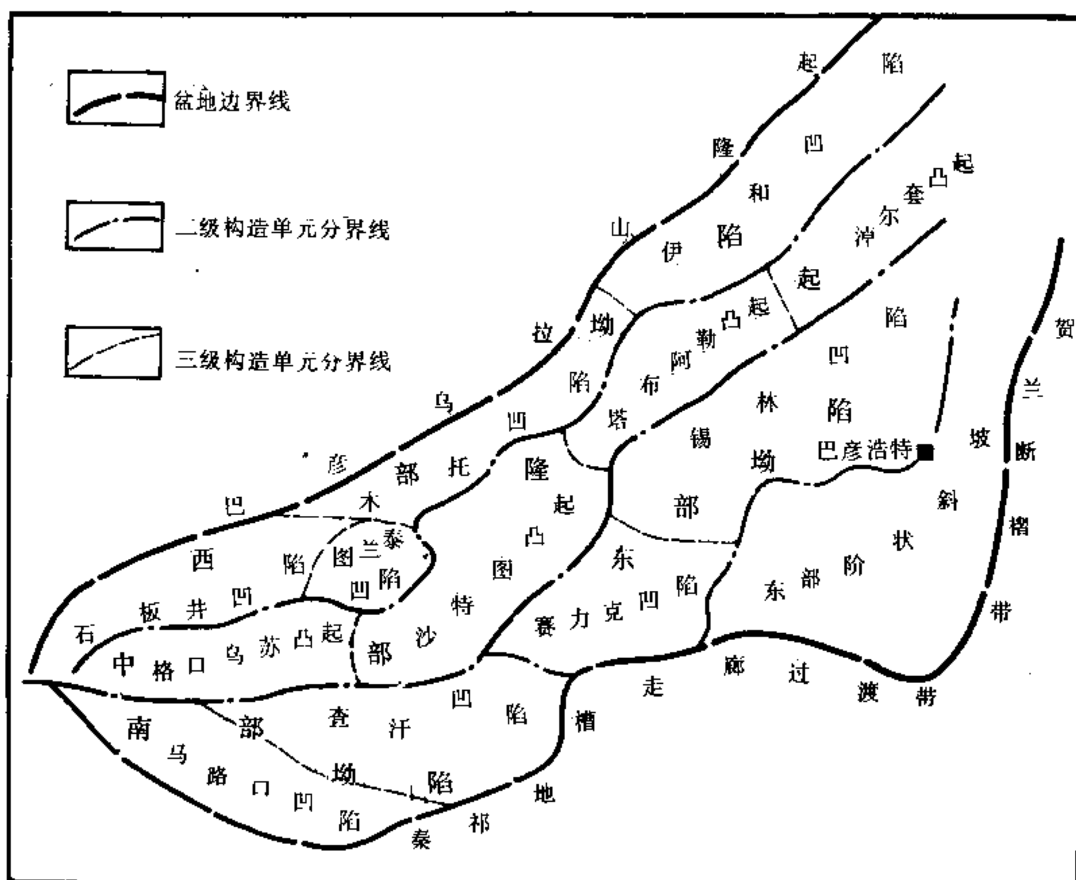


图 2-5-4　巴彦浩特盆地构造分区图

2）伊南断裂。是伊和凹陷南缘之边界断裂，和巴彦乌拉断裂相向倾斜，其间形成地堑，但断裂规模要小，长 35 公里。基岩面断距最大约 3500 米，且向上变小，至渐新统消失。

(2) 东西向断裂　查汗布勒格断裂。是龙首山—青铜峡大断裂的一部分，经查汗布勒格村以北，东西向横穿盆地腹部腾格里沙漠，长达 200 公里，是一隐伏的基底大断裂。地震剖面（87—158 测线）反映为南倾正断层，倾角 50°～70°，断距 500～1500 米，仅断开 T_9（石炭系顶）以下地层进入基底。受其影响，两盘 T_9—T_g（基岩顶）段（主要为石炭系及泥盆系）厚度差异明显。形成期为加里东晚期，以压扭为特征，印支期后则转为张性。

(3) 北西向断裂

1）咀头湖北断裂。地震剖面（87—128 测线）反映为南倾正断层，倾角 45°～55°，断距 800 米，断开 T_9 以下地层延入基底，是马路口、查汗两凹陷的分界断层。

表 2-5-3 巴彦浩特盆地构造单元划分简表

单元名称		面积 (km^2)	基岩埋藏深度(m)		白垩系以下沉积盖层
			最大	最小	
西部坳陷带	伊和凹陷	1700	6200		J
	木托凹陷	1100	5400		J
	图兰泰凹陷	428	5000		J.C
	石板井凹陷	1100	1800		
东部坳陷带	锡林凹陷	2526	4000 (C 底)		J.C
	赛力克凹陷	1038	4300 (D 底)		J.CD
南部坳陷带	查汗凹陷	1584	4600 (D 底)		C.D
	马路口凹陷	1162	3200 (D 底)		C.D
中部隆起带	淖尔套凸起	1036		366 (AnZ)	
	塔布阿勒凸起	954		1500 (AnZ)	
	沙特图凸起	1574		1500 (C 底)	J.C
	格口乌苏凸起	950		500 (AnD)	C
东部断阶斜坡带		2848		2500	C

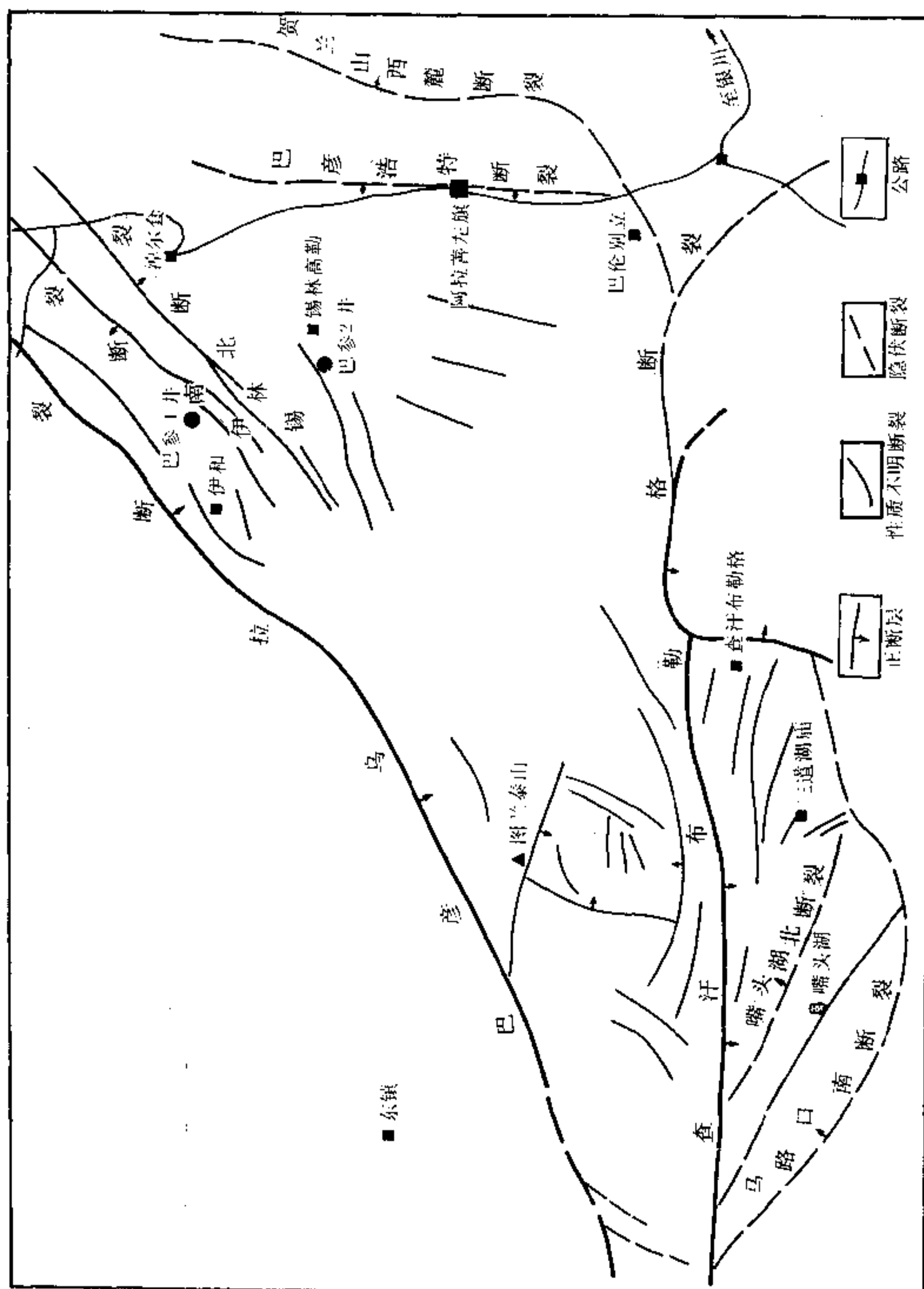


图2-5-5 巴彦浩特盆地断裂分布图

表 2-5-4 伊和凹陷局部构造要素表

序号	构造	T5 高点海拔(m)	T5 幅度(m)	T5 面积(km²)	T7 高点海拔(m)	T7 幅度(m)	面积(km²)	T9 高点海拔(m)	T9 幅度(m)	T9 面积(km)²	Tg 高点海拔(m)	Tg 幅度(m)	Tg 面积(km)²	构造面积(km)²	通过测线	圈闭类型 形态	圈闭类型 成因	定名层位	落实程度
1	空陶断块										1400	100	16	16	By-243 247	断块	断层	T_g	显示
2	呼也西断块										700	<100	32	32	By-271 275	断块	断层	T_g	显示
3	红柳断块										500	200	60	60	By-291	断块	断层	T_g	显示
4	西柯断背斜				1100~1500	<50~150	11							11	By-239	断背斜	同生背斜	T_7	显示
5	阿拉断背斜 北断块	450	300	3	1000	250	5								By-263	断背斜	同生背斜	T_7	显示
	阿拉断背斜 中断块	250~450	100~150	21	600~1050	450	27	1350~1500	500~650	10				112	By-263 271	断背斜	同生背斜	T_7	显示
	阿拉断背斜 南断块	300	100	57	700	250	40	1350~1750	250~650	10						断背斜	同生背斜	T_7	较落实
6	帮布断背斜				650	350	42	1450~1900	100~550	25				42	By-287	断背斜	同生背斜	T_7	显示
7	哈勒半背斜							1850	50	26.5				26.5	By-299	半背斜	同生背斜	T_9	显示
8	柯布半背斜							1750	150	3.5				8.5	By-239 132	下降盘半背斜	断层	T_9	
9	蝶隆背斜							2000	50	2.5				2.5	By-255 132	背斜	披覆背斜	T_9	落实
10	芒格断鼻										3500	100	16	16	By-279 140	断鼻	基岩隆起	T_g	显示

注：地震反射层代号相应地质界面见图 2-5-8 注。

表 2-5-5　巴彦浩特盆地单条地震测线显示的数据表

测线号	测线桩号	背斜编号	反射层	高点深度(m)	背斜范围(km)		背斜幅度(m)		构造类型
					西北倾	东南倾	西北倾	东南倾	
By-87-117	54250	1	T_9	680	13.0	12.0	140	120	
By-87-147	63000	2	T_9	640	2.5	14.0	100	360	逆牵引
	62000	3	T_{10}	1000	1.5	1.5	220	150	
	65000	4	T_8	1700					块断山
	76000	5	T_7	340	2.5	5.0	60	60	
	80000	6	T_7	400	8.0	1.5	140	30	
	82000	7	T_8	1540					
By-87-165	44500	8	T_9	520	区域性	1.5	区域性	90	背斜
By-87-203	20000	9	T_{10}	800	3.5	1.0	500	70	背斜
	26000	10	T_{10}	870	2.0	2.5	130	430	
	32500	11	T_9	610	2.5	1.5	150	130	
By-87-227	17500	12	T_7	1100	区域性	2.5	区域性	60	
	56000	13	T_7	1220	5.0	区域性	160	区域性	
By-87-235		14	T_8	2000					潜山内幕型
TG-86-158	86000	15	T_{10} (T_{11})	1080	2.5	3.0	240	380	背斜
	89600	16	T_{10} (T_{11})	1270	4.0	1.0	310	130	
By-87-100	56000	17	T_7	320	8.0	10.0	120	100	
	79500	18	T_{10}	940	3.5	1.5	600	210	背斜
	90500	19	T_{11}	1140	8.5	0.5	1130	40	逆牵引
By-87-128	46000	20	T_9	600	6.0	16.0	200	270	
	42500	21	T_{10}	940	1.0	2.0	140	140	背斜
By-87-140	37000	22	T_9 (T_7)	1080	4.0	9.0	100	320	
	90000	23	T_3 T_5–T_9	550	10.0	10.0	90	60	
	103500	24	T_3 T_5–T_9	550	3.5	4.0	60	90	

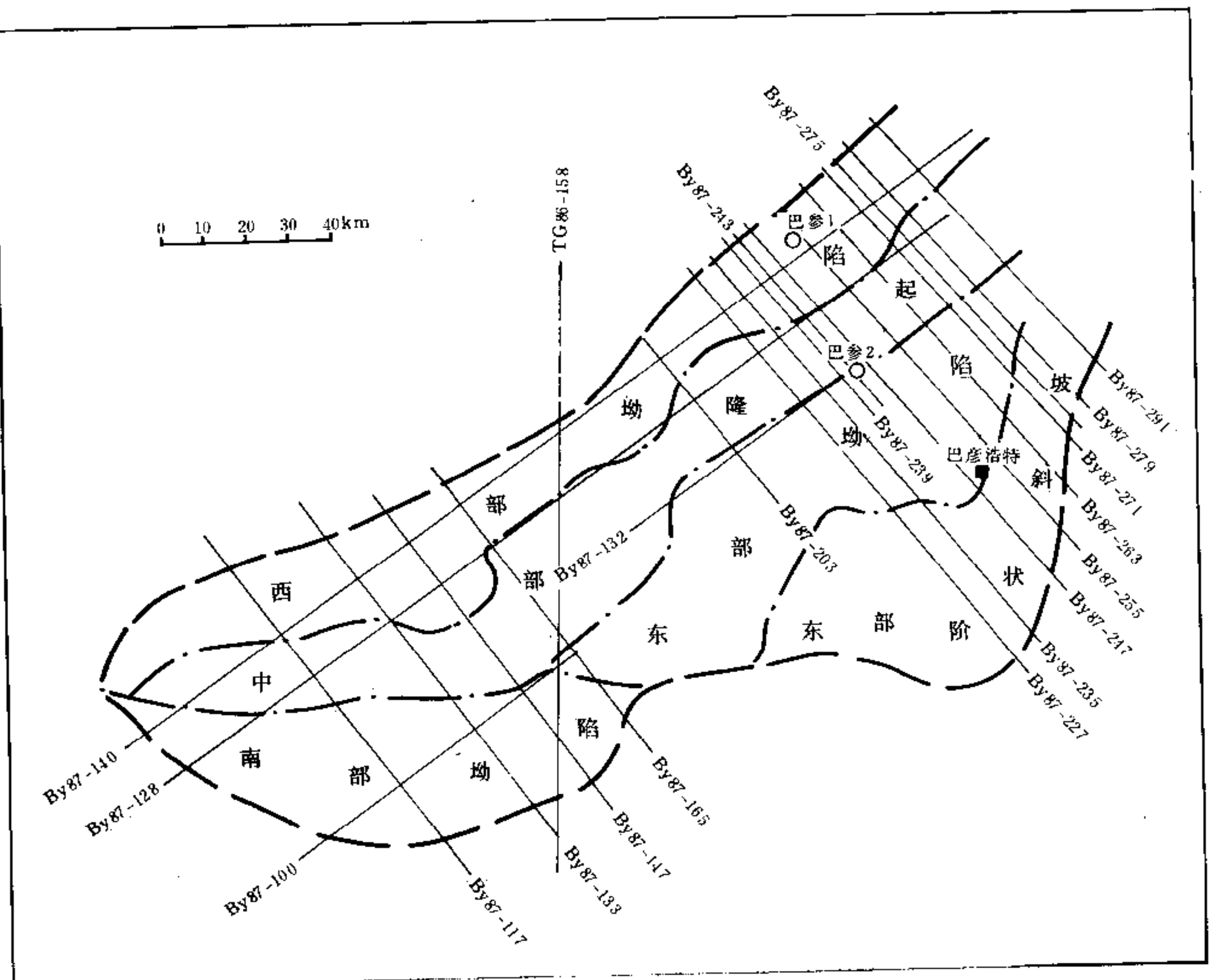


图 2-5-6 巴彦浩特盆地主要地震测线位置图

2）马路口南断裂。位于马路口凹陷南缘，重力为一北西向的梯度异常带，长60公里以上，北西端与查汗断裂相接。地震剖面（87—128测线）反映为一北倾正断层，T_g断距500米左右，断开T_9层以下进入基底，是控制盆地西南缘的边界断层。

（4）南北向断裂 巴彦浩特断裂：顺延于阿拉善左旗南北向公路，长达40公里以上，为一隐伏性断裂。该断层的存在已为地貌、卫片、电法，地震等资料所证实。地震剖面（87—255、267测线）反映为一西倾正断层，倾角55°～70°，断距1700米。

2.局部构造特征

仅根据地震详查和路线调查的资料，对所发现的局部构造加以概述。

1）在做过地震详查的伊和坳陷发现10个局部构造，见表2—5—4。

2）在巴音浩特盆地9条区域控制性地震剖面上，发现有24个单测线显示的背斜构造（表2—5—5）。

3）局部构造成因。对以上局部构造按成因可分四类：

逆牵引型：主要形成于断距较大的、同生正断层的下降盘一侧，如伊和凹陷的蝶降背斜、哈勒、帮布半背斜等。其特点是面积小(10～50平方公里)、幅度大（100～500米）、构造形态上、下基本一致，背斜幅度深层比浅层大，继承性明显。

潜山披覆背斜型：受古潜山（包括地垒式断块山、古构造潜山或古地貌潜山）的控制而形成的背斜构造。如地震87—158测线上沙特图凸起上的T_7—T_9反射层背斜等。

潜山内幕背斜：古潜山内部出现的早期背斜构造。如锡林高勒凹陷中，过地震87—235测线的T_g内部的大型背斜。

泥丘构造：主要见于东部坳陷和东部断阶斜坡带的前白垩系中，如地震87—100、128、158、203等测线的背斜显示，其形成与前白垩系沉积的厚层泥质岩在重力作用下发生塑性流动上拱有关。

除上述而外，盆地还见有各种非构造型圈闭，如地层超覆尖灭圈闭及不整合遮挡圈闭等，可见，盆地内构造之发育。尤其是前白垩系的泥丘构造，形成期早，又往往处于沉积厚的坳陷中心，以及位于坳陷中的潜山背斜型构造，都是油气聚集的有利圈闭。

第五节 生储油层

一、生油层

盆地内石炭系是滨浅海沼泽相为主的煤系地层，累计暗色泥岩厚约500～900米。据地震资料推断，在中部隆起带石炭系与前石炭系呈超覆接触，而在东部和南部坳陷都有广泛的沉积。由巴参2井所揭示的中石炭统八百多米厚的一套含煤暗色泥岩、砂岩并见多层含油砂岩的地层，已成为引人注目的油气勘探层系。

1.有机质丰度（表2—5—6）

以表2—5—6中所列五项丰度指标，对巴参2井石炭系56个样品综合评价的结果：好生油气岩占53%，较好生油气岩35%，差或非生油气岩12%（表2—5—7）。

将巴参2井资料与邻区做一对比，对比结果见表2—5—8。

可以看出，其可溶烃与鄂尔多斯盆地大致相当，有机碳含量略高。和巴彦浩特盆地南缘之宁卫地区相比，则无论哪项指标都较其好。

表 2-5-6 巴彦浩特盆地及外围暗色泥岩有机质丰度表

层位	井号剖面		C(%)	"A"(%)	烃含量(ppm)	S_1+S_2 (mg/g)	烃/C	综合评价
下白垩统	巴参1井		$\frac{0.12-0.63}{0.32}$ 11①	0.0103(1)	50.6 (1)	$\frac{0.07-0.23}{0.12}$ 11	1.3(1)	非生油层
	巴参2井		$\frac{0.05-0.22}{0.13}$ 11					非生油层
	塔塔水		$\frac{0.08-4.41}{0.91}$ 13	$\frac{0.0003-0.0129}{0.0058}$ 13	$\frac{6.6-23.2}{12.5}$ 8	$\frac{0.06-0.38}{0.13}$ 13	$\frac{0.1-1.4}{0.4}$ 8	非生油层
中上侏罗统	巴参1井 (J_3)		0.42(1)					非生油层
	巴参2井 (J_2)		$\frac{0.13-3.06}{1.16}$ 9	$\frac{0.0035-0.0089}{0.0061}$ 3	15(1)		0.1(1)	差、非生油层、少数较好、好
石炭系	中卫下河沿		$\frac{1.17-13.4}{4.67}$ 10	$\frac{0.0065-0.2967}{0.0741}$ 10	$\frac{15.8-1613.5}{326.7}$ 9	$\frac{0.31-24.83}{5.79}$ 10	$\frac{0.1-1.2}{0.6}$ 9	好、较好、差生油层
	宁卫照壁山		$\frac{0.41-1.17}{0.72}$ 5	$\frac{0.0020-0.0036}{0.0030}$ 5				较好、差生油层(成熟度高不好判别)
	巴参2井	煤	$\frac{36.35-58.13}{50.14}$ 7					好生气层
	巴参2井	高碳泥岩	$\frac{13.86-40.8}{25.42}$ 6	$\frac{0.4038-0.7361}{0.5700}$ 2	$\frac{2113.1-5389.7}{3751.4}$ 2	$\frac{51.79-99.98}{72.24}$ 5	$\frac{1.1-3.9}{2.5}$ 2	好生油气层
	C_2	泥岩	$\frac{1.41-10.10}{3.68}$ 79	$\frac{0.0188-0.1458}{0.0649}$ 13	$\frac{111.9-758.6}{388.5}$ 13	$\frac{1.33-28.91}{8.47}$ 33	$\frac{0.74-1.53}{1.1}$ 13	较好生油层
	C_2	灰岩、泥灰岩	$\frac{0.26-1.42}{0.56}$ 11			$\frac{0.07-0.12}{0.10}$ 3		差生油气层

① 表示 $\frac{范围值}{平均值}$ 样品块数。

2.有机质类型

应用红外、镜检、热解色谱划分的巴参2井中石炭统有机质类型分布见表2-5-9。

表2-5-9中资料反映出：盆地中石炭统泥岩有机质类型是Ⅲ型和$Ⅱ_2$型为主，大致比例是3：2；$Ⅱ_2$型在产烃能力和油气产状方面均介于$Ⅱ_1$和Ⅲ型之间。

表2-5-7　生油岩级别评价标准

指标 生油岩级别	C (%)	氯仿"A" (%)	烃含量 (ppm)	S_1+S_2 (mg/g)	C_p (%)	备注
好生油岩	>1.0	>0.1	>500	>5	>0.5	该标准适用于R_o<1.0%的泥质岩，可溶烃部分适用于碳酸盐岩
较好生油岩	1.0~0.6	0.1~0.05	500~200	5~2	0.5~0.17	
差生油岩	0.6~0.4	0.05~0.015	200~100	2~0.5	0.17~0.04	
非生油岩	<0.4	<0.015	<100	<0.5	<0.04	

表2-5-8　巴彦浩特盆地巴参2井与相邻地区暗色泥岩有机质丰度对比

地层	地区	C(%)	"A"(%)	烃(ppm)	烃/C
上石炭统	鄂尔多斯盆地	2.05(86)	0.0964(122)	353.9(77)	1.64
中石炭统	鄂尔多斯盆地西缘石州凹陷ZK5井	$\frac{0.52-3.04}{1.78}$(15)	$\frac{0.0210-0.4368}{0.0957}$(15)	$\frac{108.8-1466.3}{414.2}$15	2.33
	鄂尔多斯盆地西缘	2.07(46)	0.0738(53)	381.9(34)	1.65
	巴参2井	$\frac{1.41-19.27}{4.79}$(84)	$\frac{0.0188-0.7361}{0.1115}$(23)	$\frac{101.9-5389.7}{761.8}$(15)	1.76

表2-5-9　用不同方法判别的巴参2井中石炭统有机质类型分布表

方法 类型	红外		镜检		热解色谱			
	$Ⅱ_2$	Ⅲ	$Ⅱ_2$	Ⅲ	Ⅰ	$Ⅱ_1$	$Ⅱ_2$	Ⅲ
煤	10	5	6	10	1	3	8	5
高碳泥岩(C>12%)	1	1		2			4	1
一般泥岩	4	8	7	6		2	16	27
石灰岩、泥灰岩							1	5
累计(%)	52	48	42	58	1	7	40	52

3.有机质成熟度

盆地应用的成熟度指标界线见表 2–5–10。

表 2–5–10　巴彦浩特盆地成熟度阶段划分表

成熟度阶段＼指标	R_o(%)	T_{MAX}(℃)	CPI
未熟	<0.5	<430	>1.5
低熟	0.5～0.75	430	1.5～1.2
成熟	0.75～1.0	450	1.2～0.8
高熟	1.0～1.3	450～460	接近 1.0
过熟湿气	1.3～2.0	460～505	
过熟干气	>2.0	>505	

按此标准，不同层位和地区有机质成熟度判定结果见表 2–5–11。

表 2–5–11　巴彦浩特盆地及外围不同层位有机质成熟度判定表

地层	地区.井号	生油层级别	有机质性质	有机质成熟度
石炭系	巴参 2 井 2842～3480m 井段	好.较好	Ⅲ、$Ⅱ_2$	低熟、成熟
	中卫下河沿	好、较好、差变化大	Ⅲ、$Ⅱ_2$	低熟
	宁卫照壁山	较好或差		过熟
侏罗系	巴参 1 井	非		
	巴参 2 井	非为主、部分差、较好	Ⅲ为主	未成熟
下白垩统	塔塔水	非或差	Ⅲ	未成熟
	巴参 1、2 井	非	Ⅲ	未成熟

根据巴参 2 井镜质体反射率（R_o%），热解峰温（T_{mAx}），碳优势指数（CPI）资料综合判断，该井中石炭统有机质成熟门限约为 2600～2800 米。

这里，需要指出的是，在应用以上资料中要注意两个问题：

1）巴参 2 井的有机质成熟门限，从地质时代看似乎偏深，据分析与地质发展史中该地区多次下沉接受沉积，又多次上升遭受剥蚀形成的地温降低有关。

2）许多盆地的资料表明：有机质成熟门限在盆地各处不会是一个固定不变的深度。

4.有利生油区分布

近两年来，随着盆地综合勘探技术的应用，对生油问题的认识也逐渐趋于深化。这些新的认识主要来自于以下两个方面的工作所取得的资料。

(1) 1987、1988 两年的地震工作　主要是在伊和凹陷进行了详查和盆地内的概查工作。通过对伊和凹陷沉积岩等厚图，地震相平面图、剖面图、沉积环境图的分析，提出白垩系、侏罗系为盆地两套生油层系，沉积中心都位于凹陷西南部（图 2–5–7），并提出了巴参

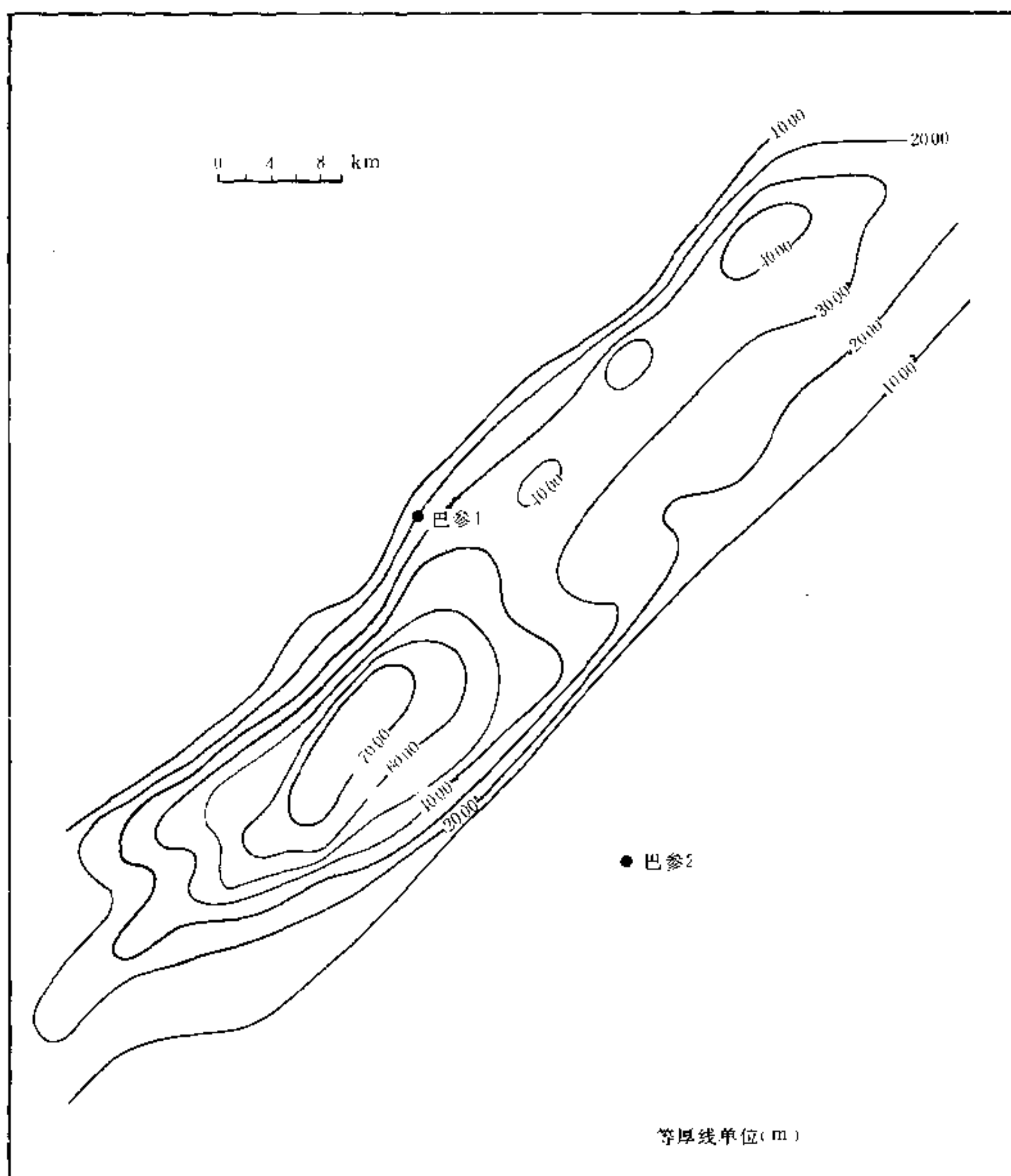


图 2-5-7 伊和凹陷 T_g 层以上地层（M_z+K_z）等厚图

1、2 井的钻探井位。

(2) 1988，1989 年巴参 1、2 两井的钻探成果 位于伊和凹陷的巴参 1 井 1988 年完钻后，发现白垩系与侏罗系的生油地球化学指标都不具生油条件。位于锡林凹陷的巴参 2 井白垩系也是红层、侏罗系生油条件也不好，但从 2842 米以下，钻遇近千余米厚的石炭系生油岩系。为此，人们找油找气的注意力开始引向古生界。同时，结合石炭系横向上的分布，应该认为锡林、查汗凹陷是盆地内最有利的石炭系生油凹陷。

二、储集层

盆地沉积剖面上有三套储集层：白垩系、侏罗系、石炭系。由于区域构造、沉积条件的

不同，它们具有各自的特征。

1.中生界储集层特征

(1) 粒度分选差、杂基含量高　据地面和巴参1井的样品分析，平均粒径变化可差2~7.5倍，分选系数0.7~1.27，最高可达1.87，杂基含量平均13%以上，最高达26.3%。

(2) 粒间孔是主要的孔隙类型　170多块铸体薄片的鉴定表明，在粒间孔、溶孔、微孔、裂隙孔四种孔隙类型中，粒间孔一般占75%，这对砂层物性有直接的影响。

(3) 填隙物含量高　地面和井下样品填隙物含量普遍高达19~35%，明显高于鄂尔多斯盆地相同层位（10~15%）。填隙物成分是水云母、方解石。

(4) 具有复杂的孔隙结构　具体数据见表2-5-12。

表2-5-12　巴彦浩特盆地中生界孔隙结构分类表

参数／类别	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	Pd(排驱压力)(MPa)	$\bar{X}_\phi$(孔喉均值)	δ(喉道分选)	Ps系数	Gg(结构优度)	S_{Hg}%(汞饱和度)
Ⅰ	>25	>1000	<0.1	<6	<2.6	<0.15	2~3	>90
Ⅱ	20~25	100~1000	<0.1	6~10	2~3.0	0.15~3.0	2.3	60~90
Ⅲ	10~20	5~100	0.1~0.25	9~11	2.6~3.0	0.3~0.42	3~5	60~80
Ⅳ	5~10	0.5~5	0.25~0.65	10~12	2.6~3.0	0.42~0.8	4~6	50~70
Ⅴ	<5	<0.5	>0.65	>12	2.6~3.0	>0.8	>5	<50

(5) 具有较高的孔隙度和渗透率，但非均质性明显　巴参1井白垩系砂岩平均孔隙度16%，最高达25.5%；渗透率为194.4×10^{-3}~257.77×10^{-3}二次方微米，最高达2343×10^{-3}二次方微米。侏罗系在巴参2井平均孔隙度9.6%，最高达14.3%；渗透率平均4.44×10^{-3}二次方微米，最高达23.8×10^{-3}二次方微米。另外135块样品的分析结果也表明以上数值分布离散度比较大。

2.上古生界石炭系储集层

(1) 储集层发育、厚度大、物性好　巴参2井石炭系的细粒石英砂岩，单层厚3~15米，总厚232米，砂岩占地层厚度32%。123块样品分析结果：平均孔隙度12.3%。最高为21.7%；平均渗透率34.86×10^{-3}二次方微米，最高为1617×10^{-3}二次方微米。这些都比鄂尔多斯盆地为高。

另外，该井石炭系中、下部间夹多层厚1.7~6.0米的深灰色石灰岩，累计厚25米，富含生物碎屑，发育大量的垂直或水平裂缝，宽1~2毫米，方解石半充填，缝面见油迹，也不失为石炭系值得注意的储集层。

(2) 粒度分选好、杂基含量低　据22块砂岩样品分析，粒径平均0.185~0.267毫米，最大0.486毫米；分选系数平均0.88~1.0，最大1.26；杂基含量平均7.88~11.5%，比中生

界低。

(3) 具有较好的孔隙结构类型　孔隙结构类型和中生界基本一致，属分选较好的小孔喉型。为了能客观地反映石炭系孔隙结构特点，选用了孔隙度、渗透率、排驱压力（Pd）、喉道分选($\overline{X}_\phi$)、相对分选（σ）、结构优度（$\frac{\sigma}{\overline{X}}$）、偏态（$G_g$）、歪度（$K_g$）、退汞效率(WE%)、孔、喉体积比（$\frac{S_R}{S_m-S_R}$）等11项参数做了分析与评价，见表2-5-13。

表2-5-13　巴参2井石炭系储集层孔隙结构参数数据表

项目 井深(m)	物性		孔隙结构参数								
	孔(%)	渗($\times10^{-3}\mu m^2$)	P_d (mpa)	X_ϕ	σ	$\frac{\sigma}{\overline{X}}$	G_g	S_P	K_G	WE (%)	$\frac{S_R}{S_m-S_R}$
3284.8～3285	13.4	1.09	0.451	11.521	2.487	0.216	4.63	0.06	1.326	28.29	2.53
3286.2～3286.4	12.2	7.4	0.171	10.805	2.813	0.260	3.84	0.078	1.617		
3288～3288.2	16.3	39.9	0.057	10.287	3.472	0.338	2.96	0.001	1.503	42.1	1.38
3485.75～3485.8	8.7	0.16	0.937	12.189	1.826	0.150	6.66	0.097	1.574		
3486.6～3486.8	10.2	0.11	2.546	12.669	1.374	0.108	9.22	0.236	1.520		

第六节　成油地质条件

从地震和钻井资料的综合分析，可以看出盆地东部、南部两坳陷具有较好的成油地质条件，其中东部坳陷资料较多，因而，以此坳陷为主，叙述如下。

一、成油组合

巴参2井揭示了上古生界石炭系巨厚的、有机质丰度高的暗色泥岩层（单层厚一般3米以上，累厚400余米）。这套泥岩既是生油层，又是盖层（这已为室内气体突破试验所证实）。在这段剖面上频繁间夹的、约占地层总厚三分之一的厚层—块状砂岩可做为储集层，从而可以形成良好的成油组合。

地震资料表明：盆地隆起区与坳陷区的交接处也是岩性、岩相急剧变化之处。在中部隆起带两侧及凹陷周缘斜坡地带沉积的扇三角洲砂体，向坳陷中心与生油层（泥质岩）相接，当上倾方向及储集层顶部存在封盖条件时，则构成侧变式自生自储成油组合。

除此而外，盆地还具有形成古生新储组合和新生古储组合的地质条件。

二、圈闭条件

巴彦浩特盆地在地质发展史中，经历了多期的构造运动，形成了种类较多的圈闭构造。按其成因，分为以下五种类型：

*1.*背斜型

(1) 逆牵引背斜　形成于断距较大的同生正断层下降盘一侧。如查汗布勒格断裂下降盘

的背斜（图 2–5–8）、哈勒、帮布半背斜等。

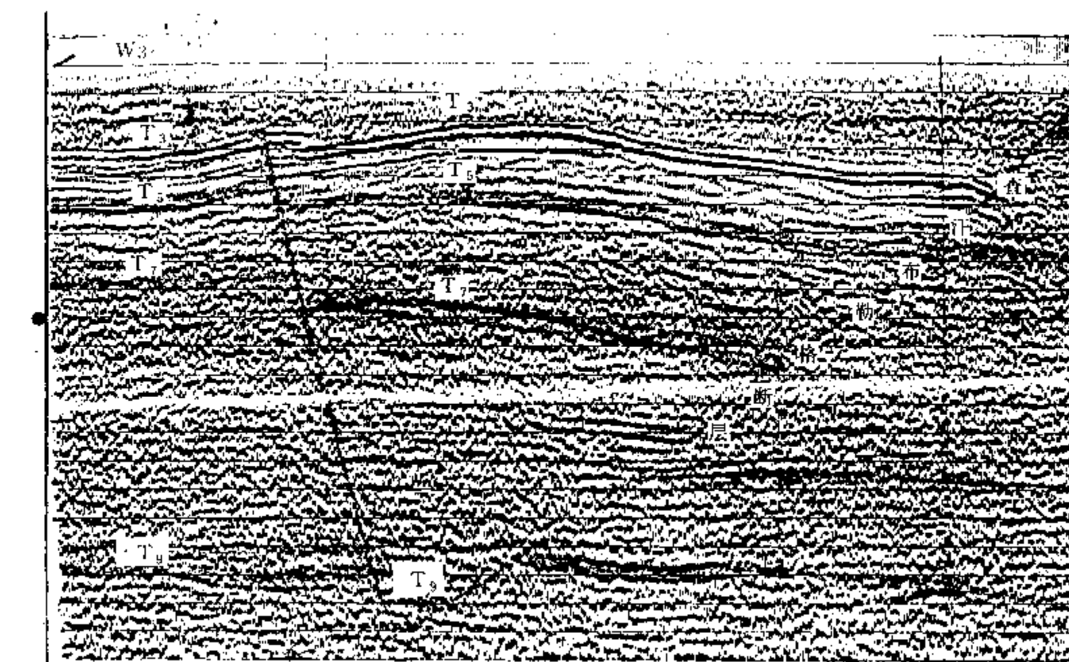


图 2–5–8　By87–140 测线查汗断裂下降盘逆牵引型背斜

T_3–Q 第四系底?；T_g–K_1 下白垩系底；T_5–R（E）下第三系底；T_g–C_2 中石炭系顶；T_7–K_1 下白垩系内部

（2）挤压背斜（图 2–5–9）　分布于南部坳陷带的上古生界构造层内，为秦祁褶皱带活动影响所产生，形成期早，是石炭系油气聚集的理想圈闭。

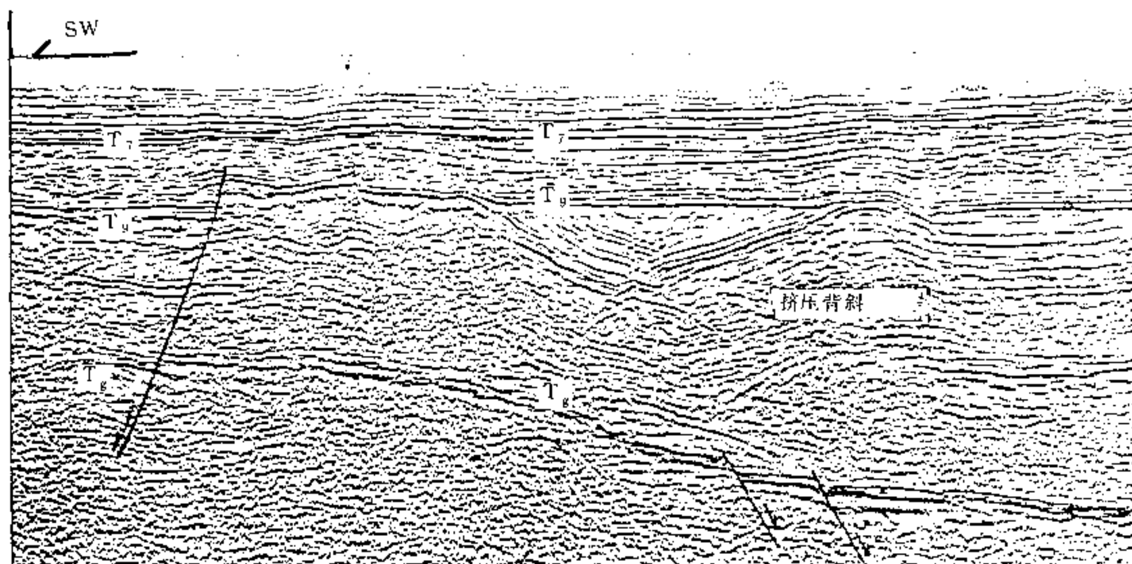


图 2–5–9　By87—100 测线挤压背斜

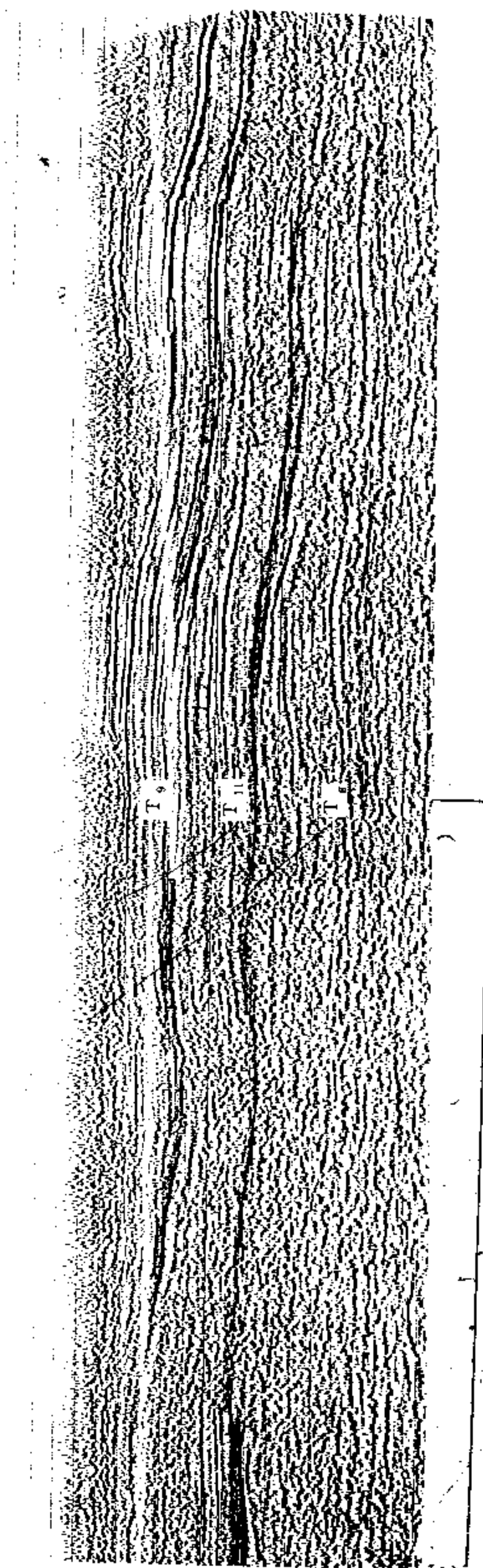


图2-5-10 By87—165测线之继承性背斜

(3) 继承性背斜　见于赛力克凹陷北部沙特图凸起。其特点是白垩纪背斜和前白垩纪背斜迭加，二者形态、高点吻合。如地震 87—165 测线的 6 号背斜等（图 2-5-10）。

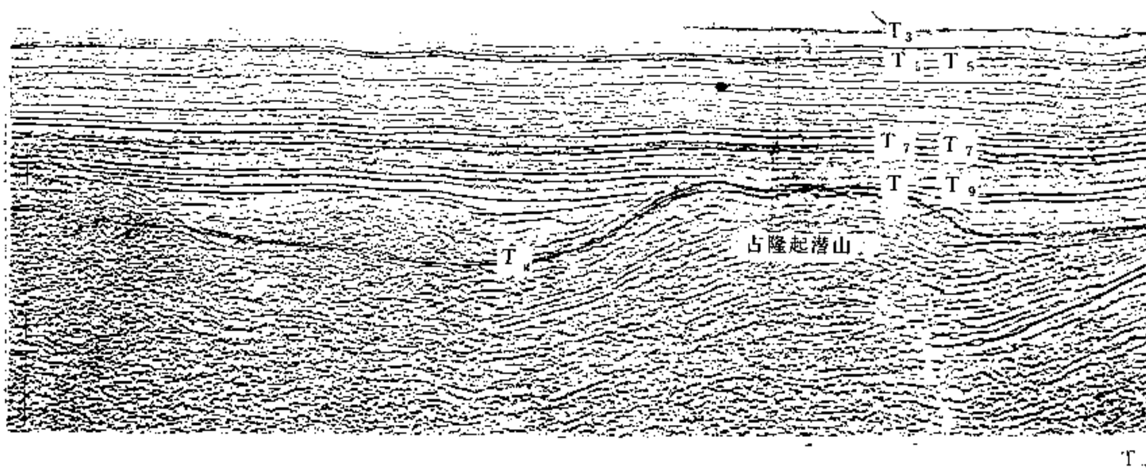


图 2-5-11　By87-235 测线之古隆起潜山

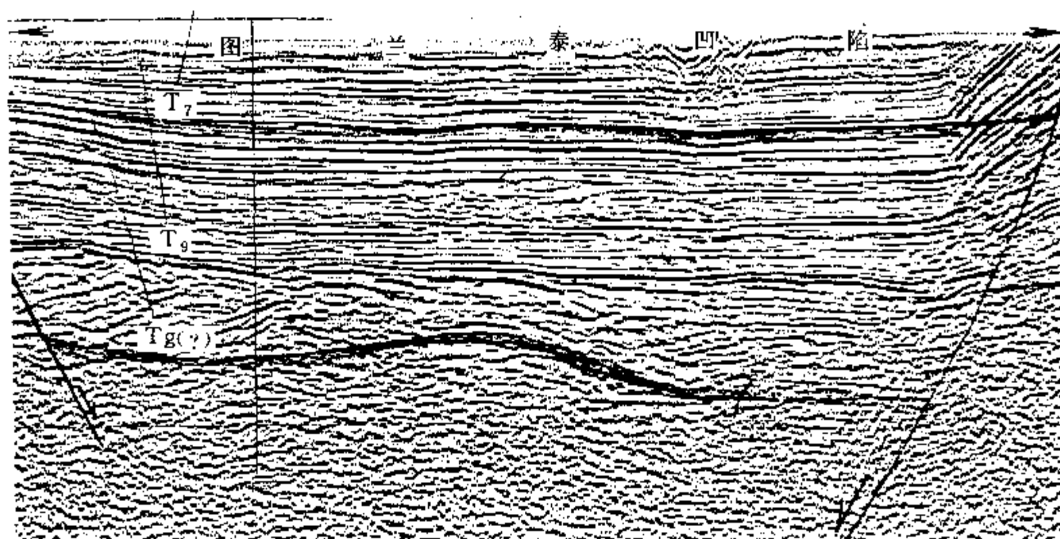


图 2-5-12　By87—128 测线之古地貌潜山（披覆型）

2.潜山型

按其内部结构分为古隆起潜山（图 2-5-11），古地貌潜山（前侏罗系顶面）（图 2-5-12）。

3.地层不整合型

(1) 地层超覆圈闭（图 2-5-13）　分布在中部隆起带的两侧及东斜坡带南端。

(2)不整合圈闭(图 2-5-14)　主要分布于南部和东部拗陷带及其斜坡区。

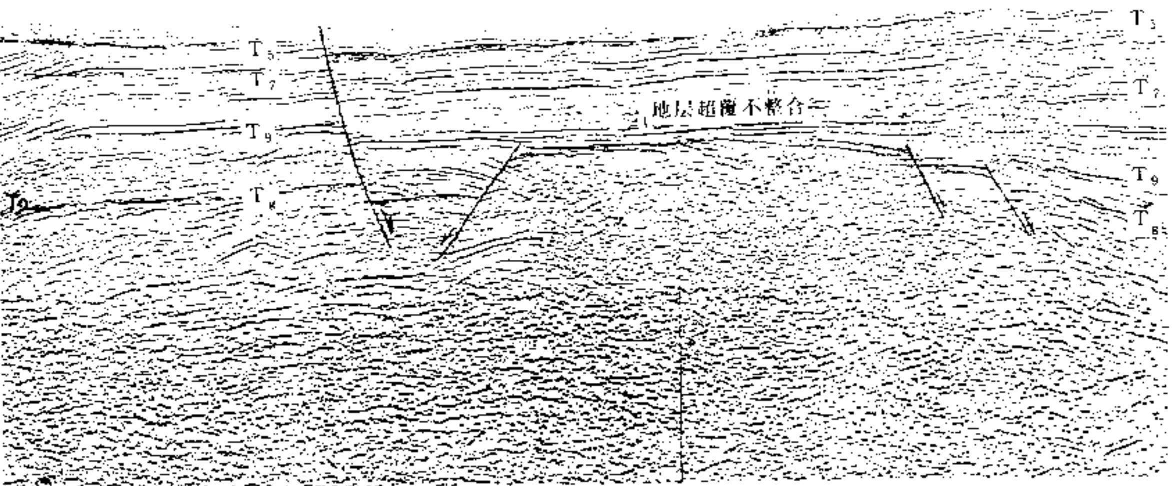


图 2-5-13　By87—235 测线地层超覆圈闭

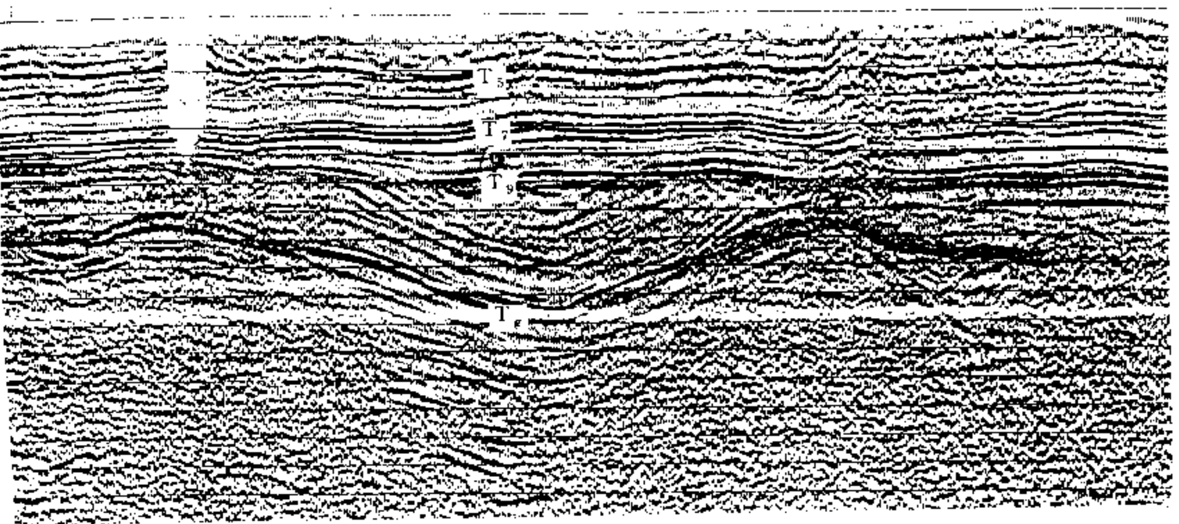


图 2-5-14　By87—203 测线之地层不整合圈闭

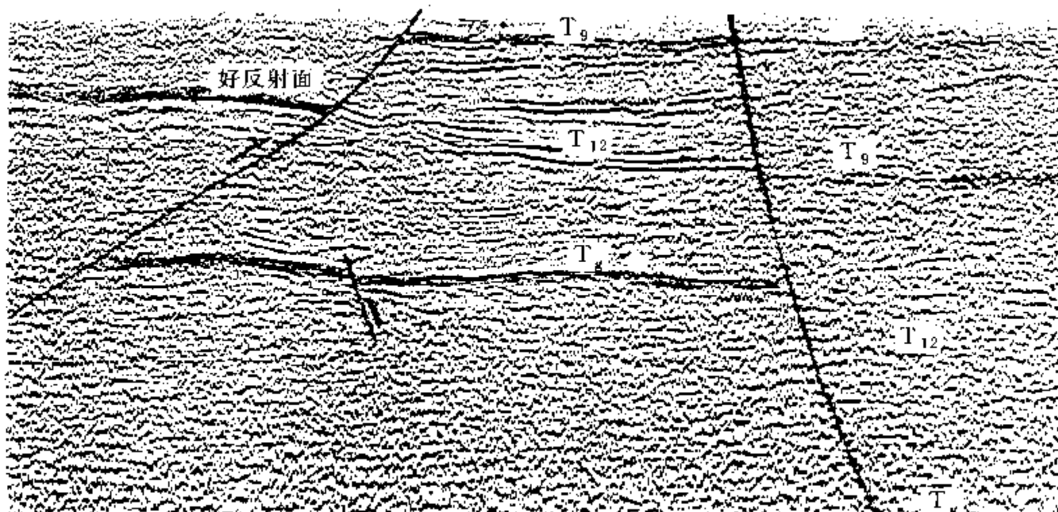


图 2-5-15　By87—147 测线之断层遮挡圈闭

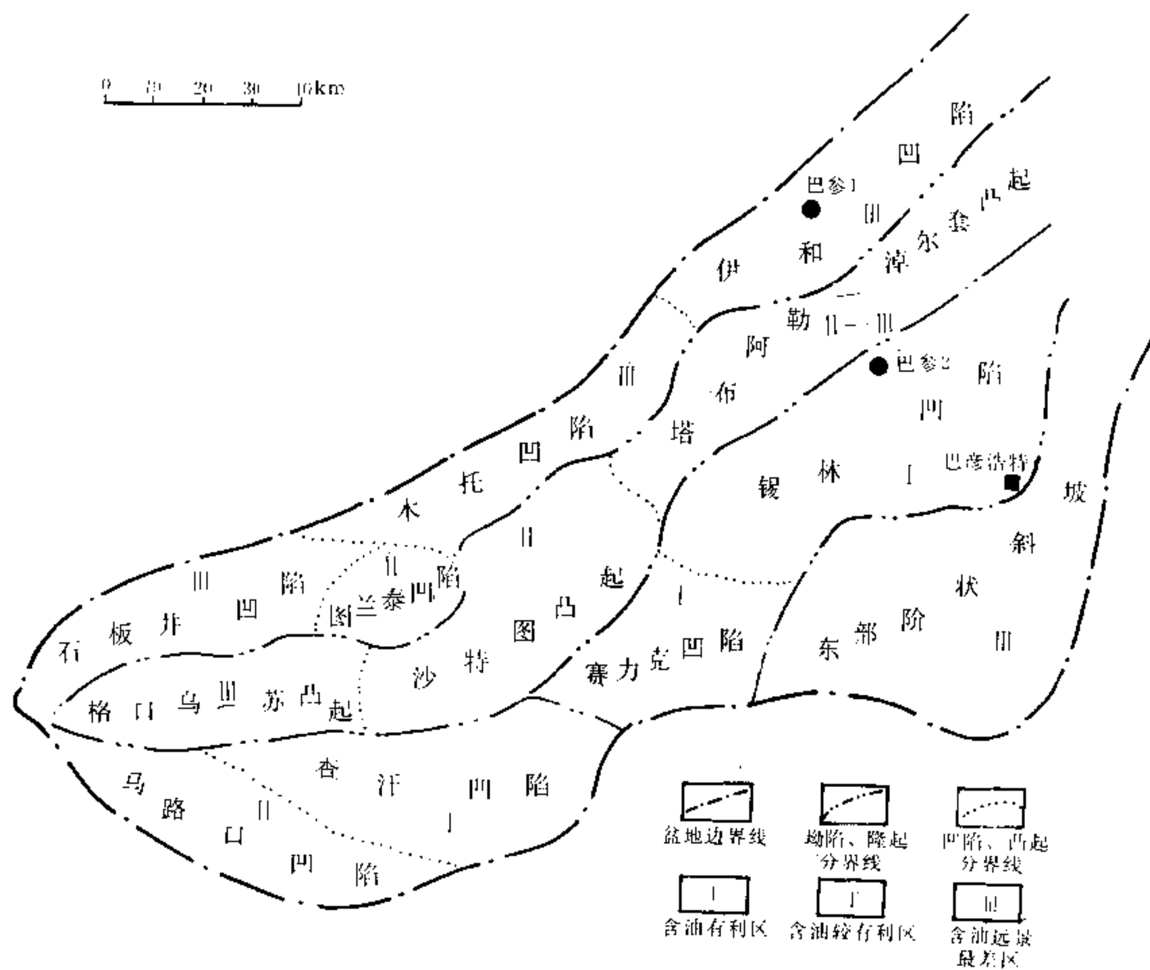


图 2-5-16　巴彦浩特盆地含油远景评价图

4.断层圈闭（图 *2-5-15*）

主要分布于中部隆起区及南部坳陷带边缘。

5.岩性圈闭

由于资料所限，目前仅从地震剖面上一些异常体推测可能存在此类圈闭。

综上所述可以看出，盆地圈闭有以下几个特点：

1)前上古生界以较大的地台型背斜圈闭和古地貌潜山为主，如锡林凹陷东部的潜山圈闭。晚古生代以断块潜山及平缓挤压背斜圈闭为主。而中、新生代则以逆牵引背斜及披覆平缓背斜圈闭为主。

2）不同构造单元的圈闭延展方向有所不同，东部坳陷以北东向为主，南部坳陷近东西向；从圈闭幅度上看，从老至新逐渐变小。

3）不同构造单元圈闭类型不同。如中部隆起带上以复式断块圈闭为主，两侧又以超覆不整合遮挡圈闭为主；西部坳陷带以逆牵引型背斜及断块隆起圈闭为主；东部坳陷带，除有潜山内幕古隆起圈闭外，可能还有岩性圈闭；南部坳陷带以挤压背斜圈闭为主，不整合面遮挡圈闭也较广泛；东斜坡带可能以地层超覆不整合及上倾岩性尖灭圈闭为主。

第七节　区 块 评 价

从以上各节所述可以看出，巴彦浩特盆地成油地质条件是具备的。由于不同区块石油地质条件不同，其含油远景是有优劣之别的（图 2-5-16）。

一、含油有利区

包括锡林凹陷、赛力克凹陷、查汗凹陷，总面积约 5100 平方公里。其特点是：坳陷深（基底埋深大于 4000 米）；石炭系目的层厚度大（约 1000 米）；生储盖组合完整，成油地质条件优越。其中查汗凹陷面积 1580 平方公里，估算油气资源量 0.6 亿吨。锡林、赛力克两凹陷面积共 3500 平方公里，油气资源量约 1 亿吨。不利条件是沙漠覆盖，地面施工困难。

二、含油较有利区

石炭系目的层沉积厚度、生烃潜力及成油地质条件都较差。包括中部隆起的东南斜坡，东部阶状斜坡前缘及图兰泰、马路口凹陷、沙特图低凸起。是寻找背斜，断层遮挡，超覆不整合遮挡等各类油气藏的有较利地区。

三、含油远景区

包括西部坳陷中的伊和、木托、石板井三个凹陷及中部隆起带西北侧斜坡。

这一地区为盆地西部中生代双断式沉降带，缺失古生界、三叠系及部分侏罗系，白垩系和残留侏罗系生油条件差，因而属含油远景区。

第六章 银根盆地[●]

第一节 概　　况

银根盆地位于东经 102°30′～107°30′，北纬 40°～42°20′之间。北为中蒙边界，南抵巴音诺尔公梁、雅布赖山，西邻巴丹吉林沙漠（见图 2-6-1），东以狼山、索伦山为界，东西长 400 公里、南北宽 130～180 公里，面积 5.4 万平方公里。盆地周缘多为山脉，海拔 2000 米左右，是一个中生代晚期形成和发展起来的挤压型山间盆地。盆地的发育期比较短，剥蚀期比较长，基底为上古生界浅变质岩系，沉积盖层主要是白垩系，新生代地层分布不广，沉积岩一般厚 2000 米，最厚处可达 5000 米。其中下白垩统巴音戈壁组上段暗色页岩发育，为主要生油层系。

盆地的地质调查工作起始较早。1949 年以前，在盆地周缘就进行过路线调查和矿点检查，但工作极为零星。50 年代，主要由内蒙地质局等单位做了重、磁力、电法及有关石油地质普查工作。70 年代初，地质部航空物探大队完成该区 1∶5 万航磁普查工作。

从 80 年代起，宁夏、甘肃、内蒙古三省区地质局区测队先后完成该区 1∶20 万区域地质测量。与此同时，解放军水文队也做了 1∶20 万水文地质调查，水文钻孔达 246 口。

1983 年，石油工业部物探局五处在银根盆地东部进行路线踏勘和岩石物性测定，实测剖面 6 条，累计地层厚度 4197.22 米。采生油、储油岩样品 121 块，实测岩石密度、磁化率样品 783 块，并编写了“内蒙阿拉善地区石油地质调查报告”。1984 年初，石油工业部物探局研究院从盆地及其外围地区地质、地球物理、地球化学、钻井及人造卫星影像等资料入手，开展综合研究，写出“海拉尔、二连、银根盆地的地质构造特征及油气勘探前景”的报告。

1986 年长庆石油勘探局为了更深入地了解盆地的构造面貌和含油气远景，由该局物探公司在乌力吉坳陷东部进行地震概查，完成 12～24 次覆盖地震剖面 309.55 公里。同时，长庆石油勘探局研究院也组织了课题研究小组，系统收集、整理了盆地历年来的工作成果和有关资料，并去野外实地调查、采样，在统一划分地层和区域构造单元的基础上，编写出“银根盆地区域地质特征及找油前景”，指明盆地内查干德勒苏凹陷和乌居里凹陷为最有利的含油凹陷。

第二节 地　　层

银根盆地地层较全，从上太古界至第四系均有分布（表 2-6-1）。

一、上太古界乌拉山群

出露于狼山南部。上部岩性为灰、深灰色黑云母斜长片麻岩夹斜长角闪岩；中部为深灰、灰黑色黑云母角闪斜长片麻岩，混合质角闪片麻岩，混合岩夹斜长角闪岩、大理岩；下

●李民才等，1986，银根盆地区域地质特征及找油前景。

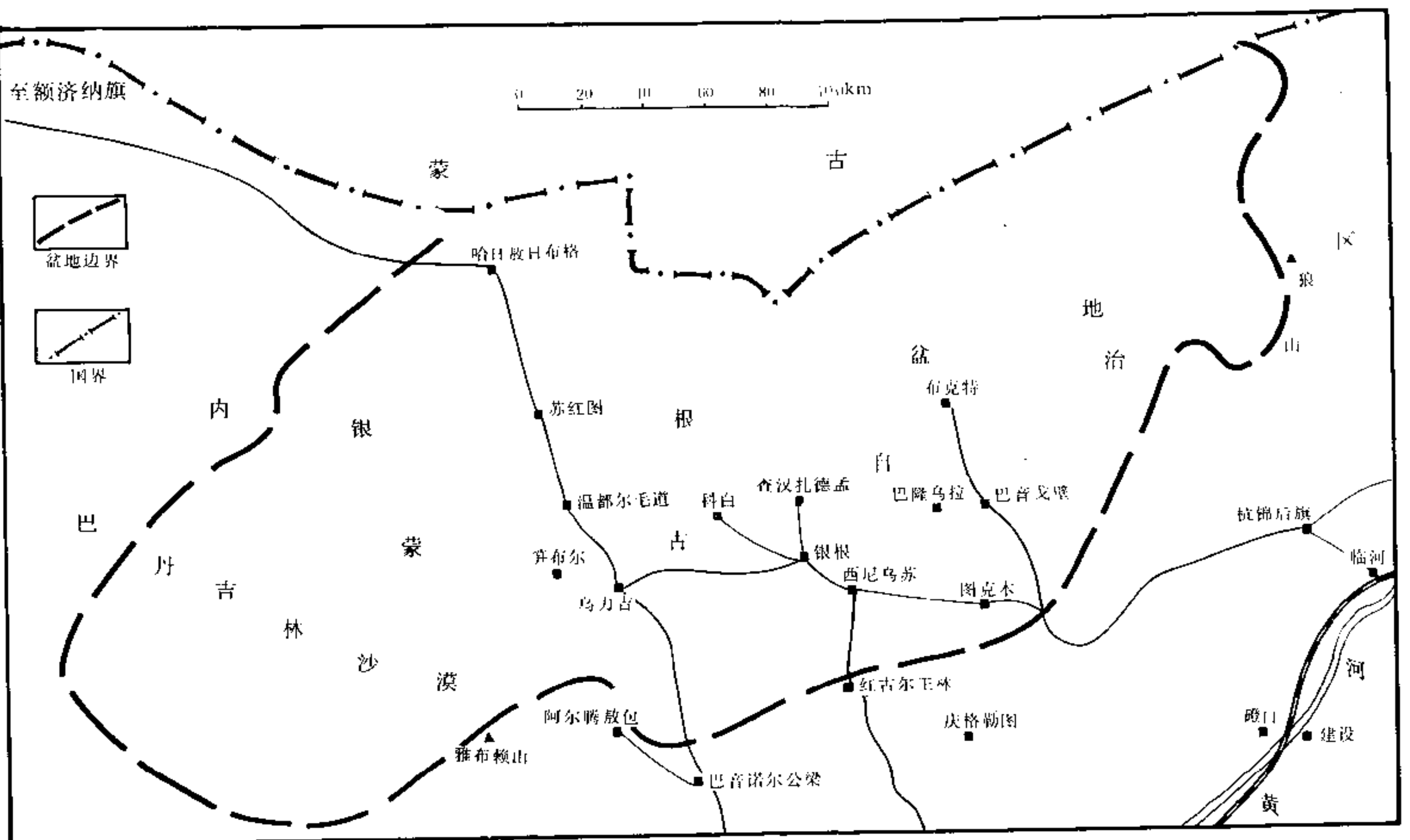


图 2-6-1　银根盆地位置图

表2－6－1　银根盆地地层表

地层					厚度(m)与接触关系	岩性特征
界	系	统	组	符号		
新生界	第四系			Q	20	风成沙、粘土、洪积砂砾及盐类沉积
	第三系	中、上新统		N	32	灰绿、黄绿色粉砂岩夹灰白色假鲕状灰岩
		渐新统		E_3	182.5	棕黄、棕红、灰白色砂砾岩
		始新统		E_2	356	上部浅棕红色泥岩夹砂砾岩，下部棕红色砂砾岩
中生界	白垩系	上统		K_2	250	海力素坳陷上部以砂砾岩为主，下部灰、灰黄色泥岩，其它坳陷为棕红色砂砾岩夹薄层泥岩
		下统	苏红图组	K_1s	606	灰黑、褐灰色玄武岩、安山岩为主夹灰褐色火山角砾岩、火山凝灰岩及绿灰色砂，泥岩、泥灰岩
			巴音戈壁组	K_1b_2	365	灰色泥、页岩夹中细砂岩，向湖盆中心相变为灰色生物灰岩，黑色页岩厚233～323米
				K_1b_1	648	棕红、褐红、灰白色砂砾岩夹薄层泥岩，纵向显正粒序
	侏罗系	中下统		J_{1-2}	170	杂色砂砾岩夹泥灰岩、凝灰岩及凝灰质砂岩
	三叠系	上统		T_3^2	1100	灰绿、黄褐色含砾长石硬砂岩夹晶屑凝灰岩
				T_3^1	909	褐红色含砾硬砂岩、砂砾岩，底部为厚层杂色砂岩
上古生界	二叠系	上统		P_2	754	灰绿色长石石英砂岩夹薄层石灰岩、砂质页岩
		下统		P_1	1600	灰、褐灰色砂岩、粉砂岩夹砾岩、石灰岩、硅质岩
	石炭系	上统	阿木山组	C_{3a}	3600	上部灰绿、褐灰色砂岩夹砾岩、石灰岩，中部浅灰色石灰岩及砂砾岩、下部凝灰岩，火山角砾岩夹片岩、板岩
	泥盆系	上统	西屏山组	D_{3x}	1480	杂色中厚层砂岩夹砾岩、礁灰岩
		中统	卧驼山组	D_{2w}	1500	杂色钙质砂岩、粉砂岩夹硅质灰岩、生物灰岩、含砾粗砂岩、砾岩
		下统	珠斯楞组	D_{1zh}	280	灰、灰绿色钙质砂岩夹砂质灰岩，底为灰色砾岩

续表

地层					厚度(m)与接触关系	岩性特征
界	系	统	组	符号		
下古生界	志留系	下统	阿尔尚德组	S_{1a}	2996	上部灰黄色结晶灰岩、板岩、千枚岩夹石英岩，下部黄绿色千枚岩状变质砂岩夹石英岩
			斑定陶勒盖组	S_{1b}	149	浅灰色含石榴云母角岩夹板岩、片岩，底为紫灰、黄灰色变质长石砂岩
	奥陶系	上统	白云山组	O_{3b}	500	砂岩、钙质砂岩、粉砂岩、泥质灰岩
		下统	沃博尔组	O_{1w}	181	棕褐色硅质岩、硅质板岩、泥质板岩及硅质白云岩、杂色板岩及结晶灰岩
			杭乌拉组	O_{1h}	24	杂色硅质板岩、泥质板岩及结晶灰岩
	寒武系	上统		$\in_3$	44	浅灰、灰紫色硅质岩、板岩夹深灰色结晶灰岩
		中统		$\in_2$	181	上部深灰色硅质岩，下部红褐色含砂质白云岩、底部含砾
上元古界	震旦系	温都尔庙群		Pt_3w^2	1441	上部为深灰色薄层硅质岩、碳质硅质板岩、下部为红褐色粉细砂质白云岩底含砾
				Pt_3w^1	3722	紫灰色变质长石或石英岩，绿帘、绿泥片岩夹石英岩透镜体
	青白口系		朱拉扎嘎毛道组	Pt_3qz	887	变质粉砂岩与泥灰岩，少量板岩及白云岩夹层
			海生哈拉组	Pt_3qh	594	以杂色板岩为主夹少量泥质灰岩
中元古界	蓟县系			Pt_2jx		上部为浅灰色泥质粉砂质板岩夹石灰岩，下部为浅灰色白云岩
						上部为黄褐色、中厚层泥质灰云岩，中下部为浅灰色厚层状白云岩
	长城系			Pt_2ch	～～～	上部为灰、灰黑色石英岩、结晶灰岩、变质砂岩、板岩、千枚岩片岩组成，中部为灰、灰黑色、褐灰色石英岩、片岩为主夹变质砂岩、千枚岩，下部为片岩、石英岩等
下元古界	阿拉善群			Pt_1a	3021 ～～～	深灰色板岩、硅质白云岩，浅灰红色变质流纹岩，灰白色大理岩及片麻岩，变粒岩
上太古界	乌拉山群			Ar_2w	1996	灰、灰黑色片麻岩、斜长角闪岩、混合岩、大理岩

部为灰、深灰色混合岩化黑云母、斜长片麻岩、及混合岩化斜长角闪岩。厚度 1996 米。

二、元古界

1.下元古界阿拉善群

广泛出露于盆地南缘的雅布赖山、巴音诺尔公梁、包洛项乌拉山等地，为一套中变质岩为主、深变质为次的区域变质岩系，下部经受不同程度的混合岩化作用，主要为各种形态的混合岩，其原岩主要为砂岩、砂砾岩、泥质岩、白云岩等。自下而上，变质及混合岩化作用逐渐减弱。产 *Alashania* 核形虫，*Kelanniduensis r. et. f. nov* 叠层石等，与下伏上太古界乌拉山群为角度不整合接触。

2.中元古界

(1) 长城系　零星分布于巴音诺尔公梁、包洛项乌拉及阿尔腾山蒙根乌拉及海力素坳陷北部巴格毛德、狼山一带。下部主要岩性为片岩、石英岩等；中部岩性由灰、灰黑、黄白褐灰色石英岩、片岩为主夹变质砂岩，千枚岩；上部岩性主要由灰、灰黑、褐灰色石英岩、结晶灰岩、变质砂岩，板岩，千枚岩，片岩等组成。见叠层石 *Conophyton for*，同位素年龄为 16 亿年左右。

(2) 蓟县系　零星出露于巴音诺尔公梁一带。在巴音希别东和敖德林达巴剖面，称巴音希别组。岩性分上、下两段：下段中下部为浅灰色厚层状白云岩，上部为黄褐色中厚层泥质灰岩、白云岩段；上段下部为浅灰色白云岩，上部为浅灰色泥质、粉砂质板岩夹石灰岩。含丰富的叠层石，主要有：*Bayinxibiella grnov, Tielingalla scopu limorpha* cf. 等。

3.上元古界

(1) 青白口系　零星分布于迭布斯塔乌拉西部及乌力吉坳陷中部，分为上、下两个组。下部海生哈拉组以杂色板岩为主夹少量泥质灰岩，厚 593.7 米；上部朱拉扎嘎毛道组岩性为变质粉砂岩与泥灰岩，少量板岩及白云岩互层，厚 887 米。产 *Cryptozoon haishengha laonis Grmnosolen kataoia* 及微古植物 *Taenielam*、*Crassum*、*Polyoorala*、*Laminarites* 等。

(2) 震旦系温都尔庙群　分为上、下两岩组：下部绿片岩组出露于海力素坳陷东北缘，厚 3722 米；上部变质砂岩组厚 1441 米，其顶部产 *Pagetia* 佩奇虫，*Amphoton* 双平虫，*Kootenia* 柯台虫等三叶虫组合。

三、古生界

1.寒武系

下寒武统缺失。

(1) 中寒武统　上部为深灰色硅质岩、碳质、硅质板岩，下部为红褐色含砂质白云岩，底部含砾，厚 181 米。产 *Erbia* 叶伯尔虫，*Crepicephalina* 小裂头虫等三叶虫化石。

(2) 上寒武统　零星出露于蒙根乌拉山南缘。岩性为浅灰、灰紫色薄层硅质岩、泥质硅质板岩夹深灰色结晶灰岩，厚 44 米。产 *Chuangia* 庄氏虫；*Ongchepyge* 爪尾虫、*Proceratopyge* 原刺尾虫等三叶虫化石。

2.奥陶系

(1) 下奥陶统　零星出露于蒙根乌拉，下部杭乌拉组为杂色薄层硅质板岩，泥质板岩及结晶灰岩，厚 24 米。产 *Didymograptus* 对笔石化石；上部沃博尔组为深褐、灰褐色硅质岩、硅质板岩、泥质板岩及硅质白云岩，厚 181 米。

(2) 上奥陶统白云山组　零星出露于阿尔腾山，岩性为褐灰色砾岩、钙质砂岩、粉砂岩及灰色泥质灰岩，厚 500 米。产丰富的 *Plasmoporella*、*Heliotetes*、 *Gravicaly mene,*

Sowerbyella Jones 等珊瑚、三叶虫、腕足类化石。

3.志留系

仅有下志留统出露于阿尔腾山、蒙根乌拉一带。下部斑定陶勒盖组厚149米。上部阿尔尚德组厚2996米。产 *Orthophyllum* sp. 直珊瑚（未定种），*Propor* sp. 珊瑚（未定种），*Monograptons griestoniensis* 格林斯顿单笔石，*Oktavites spiralis* 螺旋奥氏笔石等化石。

4.泥盆系

(1) 下泥盆统珠斯楞组　出露于阿尔腾山。岩性为灰、灰绿色钙质砂岩夹砂质灰岩，厚280米。富产 *Calceola* 拖鞋珊瑚，*Calymene* 隐头虫等化石。

(2) 中泥盆统卧驼山组　出露于阿尔腾山为杂色薄层—中层钙质砂岩、粉砂岩夹硅质灰岩、生物碎屑灰岩、礁灰岩，厚1500米。产 *Indospirifer* 印度石燕，*Leonaspis* 狮头虫等化石。

(3) 上泥盆统西屏山组　出露于阿尔腾山，岩性为杂色中厚层砂岩夹砾岩、礁灰岩，厚1480米。产 *Cyrtospirifer* 石燕，*Disphyllum* 分珊瑚，*Angyomphalus* 容脐螺等化石。

5.石炭系

盆地内仅有上石炭统阿木山组，分布于各坳陷边缘，为一套浅灰色变质的滨、浅海相碎屑岩系。总厚3600米。产 *Neuropteris* sp. 脉羊齿未定种，*Echinoconchus* sp. 轮棘贝（未定种）等化石。

6.二叠系

(1) 下二叠统　广布于阿尔腾山、蒙根乌拉一带，另外在狼山西麓也有零星出露，岩性以褐灰、深灰、浅灰色砂岩、粉砂岩为主，厚1600米。产 *Waagenoceras* sp. 瓦岗菊石（未定种）等头足类、腹足类化石。

(2) 上二叠统　广泛分布于阿尔腾山、蒙根乌拉一带。岩性以灰绿色砂岩、粉砂岩为主夹砂质页岩及石灰岩，厚754米。产 *Paracalamites* sp. 副芦木（未定种）等。

四、中生界

1.三叠系

下、中三叠统缺失，上三叠统分上、下两个岩组。下岩组，褐红色含砾钙质长石硬砂岩、砂砾岩，底部为厚层杂色砂岩，为一套典型的河流相沉积，厚909米。

上岩组零星出露于蒙根乌拉及阿尔腾山前。岩性为灰绿、黄褐、褐红色含砾长石硬砂岩夹晶屑凝灰岩，厚1100米。产 *Neocalamites* sp. 新芦木（未定种）等化石。

2.侏罗系

仅有中、下侏罗统哈格尔汉群的沉积。在包洛项乌拉山及宗乃山东南一带，上部为灰、黑、深灰色凝灰岩夹火山角砾岩，下部以细砂岩为主，夹砂砾岩及泥页岩。在阿拉坦敖包（克布尔海北），岩性上部为浅灰绿色中，粗砾岩及黄绿—灰绿色砂岩，下部为红色角砾岩及粘土岩，厚170米。产 *Neocalamites* sp. 新芦木（未定种），*Sphenopteris* sp. 楔羊齿（未定种）等植物与介形虫化石。

3.白垩系

(1) 下白垩统　由下向上分为巴音戈壁组和苏红图组。

巴音戈壁组下段出露于各坳陷边缘，岩性以棕红、褐红、灰白色砂砾岩为主夹泥岩薄层。砾石成分以花岗岩块、石英岩块为主，砾径0.1～15厘米，分选、磨圆均差，棱角状或次棱角状，泥砂砾杂乱堆积，泥质或钙质胶结，自下而上粒度由粗变细，呈正旋回，为山麓

洪积或河流相的近源快速堆积。厚 648 米。产 *Corbicula* (*Mesoc*) *yumenensis* 玉门(*Mesoc*) 兰蚬，*Pseudocardinia jinguanica* 酒泉假铰蚌等化石。

上段出露于各坳陷边缘，岩性以黑色页岩为主，局部见褐灰色油页岩或黑、深灰色泥岩夹中细砂岩。向湖盆中心部位，岩性相变为灰色中厚层隐晶质生物灰岩或砂质灰岩。黑色页泥岩段总厚 233～323 米，页理发育，岩性纯，层面见植物碎片及大量化石，有 *Psittacosaurus mongdiensis* 蒙店鹦鹉咀龙，*Viviparus* sp. 田螺（未定种），*Baiera* sp. 拜拉（未定种）等。

苏红图组出露于沙拉扎山、宗乃山南北两侧，岩性以灰黑、褐灰色玄武岩、安山岩、安山玄武岩等为主，夹灰褐色火山角砾岩、火山凝灰岩及湖泊相绿灰、灰黄色砂岩、泥岩、泥灰岩等。苏红图等地区剖面下部的玄武岩、安山岩中见大量气孔，杏仁构造，并发育大量裂缝，缝宽 0.5 厘米，裂缝中充填石英脉。该段向上部气孔、杏仁及裂缝逐渐减少，而砂岩夹层逐渐增多，砂岩层薄，成分以石英为主，分选、磨圆中等，是较好的储集层。厚 606 米。产 *Psittacosaurus* sp. 鹦鹉咀龙（未定种），*Eosestheria* sp. 东方叶肢介（未定种），*Sphaerium jeholense* 热河球蚬等化石。

(2) 上白垩统　广布于盆地内各坳陷。在海力素坳陷，上部以砂砾岩为主，下部是灰、灰黄色泥岩。其它坳陷均以棕黄、棕红色砂砾岩为主，夹同色泥岩薄层，厚 250 米。产 *Protoceatops* sp. 原角龙（未定种）等恐龙化石。

五、新生界

1.第三系

(1) 下第三系　古新统缺失。始新统零星出露于乌力吉坳陷东部。上部为浅棕红色砂质泥岩夹泥质砂岩、砂砾岩及灰绿色砂砾岩透镜体，下部为棕红色泥质砂砾岩夹灰白色砂砾岩条带。厚 356 米。

渐新统仅见于乌力吉坳陷东部，上部为黄色、棕黄色砂砾岩，中、下部为棕红、灰白色砂砾岩，厚 182.5 米。

(2) 上第三系　中、上新统仅见于乌力吉坳陷西南部蒙根乡一带，岩性为灰绿、黄绿色粉砂岩，泥质粉砂岩，含石膏粉砂岩夹灰白色假鲕状灰岩，厚度大于 32 米。

2.第四系

广布于盆地各坳陷，全新统以风成砂为主，更新统以风积、洪积砂砾层为主。

第三节　构　　造[1]

一、区域构造

银根盆地地处内蒙—兴安岭地槽褶皱系西部，为一挤压型山间盆地。盆内断裂以压性、压扭性为主，主干断裂及各构造单元呈东西向或北东向展布。

盆地由三个坳陷、一个隆起组成（图 2-6-2 及表 2-6-2）。

苏红图坳陷位于盆地西北部，东与海力素坳陷相邻，西达阿尔腾山山前，南以宗乃山北断层，沙拉扎山北断层为界，北抵中蒙边界。呈东西向延伸，长 150 公里、宽 80 公里，面积 11200 平方公里，沉积岩系厚度可达 5000 米，为盆地内最深的坳陷。据电法、重力及地

[1] 王同和等，1984，海拉尔－二连－银根盆地的地质构造特征及油气勘探前景。

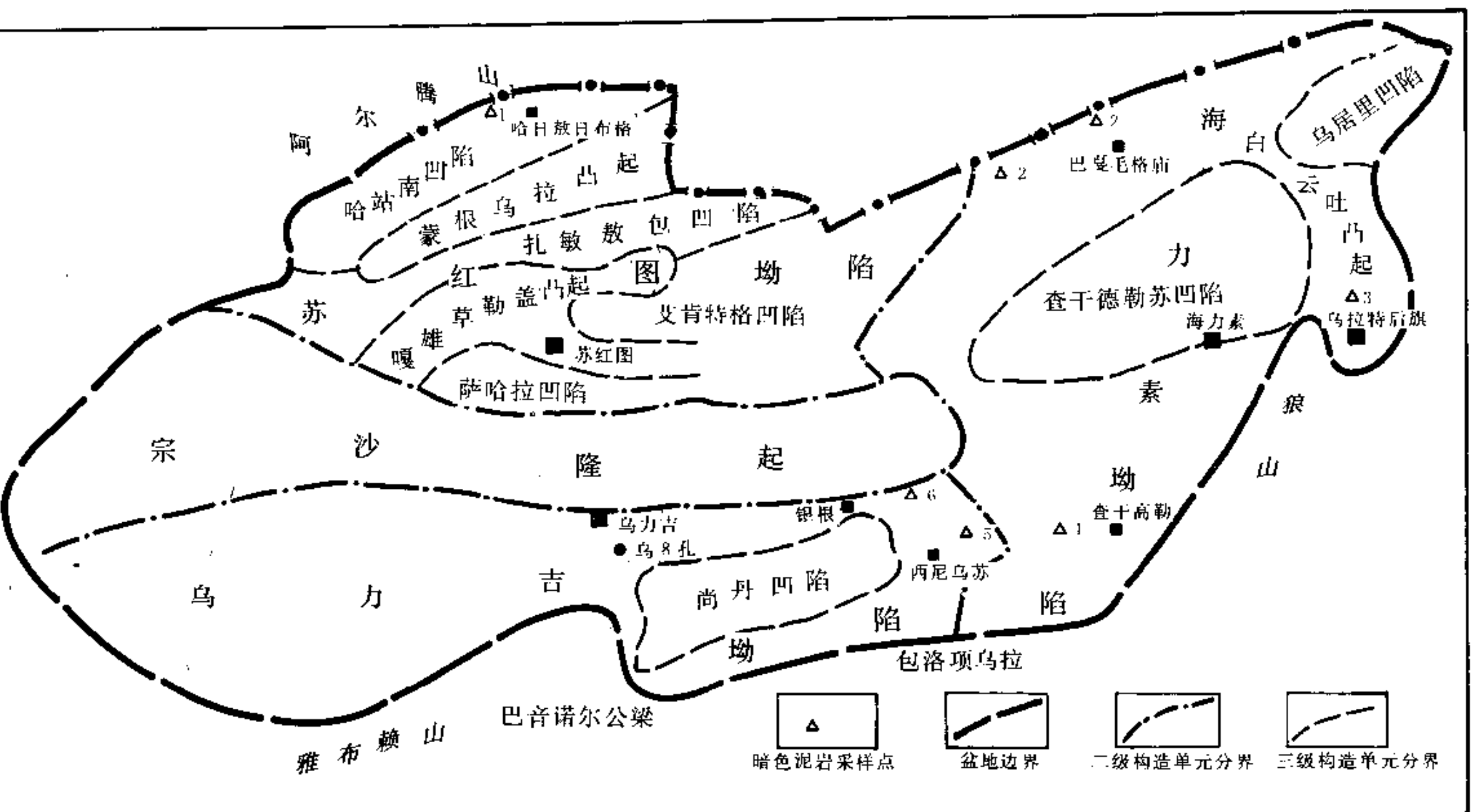


图 2-6-2 银根盆地构造单元划分示意图

表 2-6-2　银根盆地各构造单元概况表

构造单元		面积 (km²)	沉积岩厚度 (m)
苏红图坳陷	哈站南凹陷	11200	2000～5000
	蒙根乌拉凸起		
	扎敏敖包凹陷		
	嘎雄草勒盖凸起		
	萨哈拉凹陷		
	艾肯特格凹陷		
宗沙隆起		10100	
乌力吉坳陷	尚丹凹陷	14000	2000～2500
海力素坳陷	乌居里凹陷	18600	一般 2000 查干德勒苏凹陷 2800
	白云吐凸起		
	查干德勒苏凹陷		

面地质资料，该坳陷分割性强，初步划分为哈站南、扎敏敖包、萨哈拉、艾肯特格四个凹陷及蒙根乌拉、嘎雄草勒盖两个凸起。其展布方向基本为东西向。四个凹陷中，萨哈拉凹陷面积较小，约 1000 平方公里。其余三个凹陷面积较大，约 1500 平方公里。

宗沙隆起呈东西向横贯于苏红图和乌力吉两坳陷之间，东邻海力素坳陷。该隆起由宗乃山、沙拉扎山两个山体组成，前者呈北东向，后者呈东西向，长 280 公里、宽 10～57 公里，面积 10100 平方公里。地层出露主要为华力西期侵入岩，其它各期侵入岩及前中生代变质岩也有出露。

乌力吉坳陷位于盆地南部，南北两侧分别以断层为界，东与海力素坳陷毗邻，西至巴丹吉林沙漠，呈东西向展布，长 250 公里，宽 30～65 公里，面积 14000 平方公里。地面出露地层以第四系为主，并覆盖了坳陷的大部分地域。前中生代地层呈星点状或长条状出露，西部也见下白垩统广布地表。据电法及重力资料，坳陷东部为尚丹凹陷，近东西向展布，面积约 1500 平方公里。坳陷西部无重力、电法资料，构造面貌尚不清楚。

海力素坳陷位于盆地东部，东以狼山、索伦山为界，西与上述三个盆地一级构造单元相接，北抵中蒙边界，南达包洛项乌拉，略呈北东向延伸，长 180 公里，宽 110 公里，面积 18600 平方公里。据电法、重力资料，该坳陷又可进一步划分为乌居里凹陷，查干德勒苏凹陷（面积分别为 1300 及 4000 平方公里）和白云吐凸起。

二、断裂及局部构造

1.断裂发育特征

由于盆地地处内蒙—兴安岭地槽褶皱系西部，为一挤压型山间盆地，因而断裂比较发育。作为华北陆台与内蒙—兴安岭地槽分界的乌后旗—图克木深断裂（F_1）、那仁哈拉—包洛项乌拉深断裂（F_4）、乌仁图雅深断裂（F_5）均从盆地南部穿过。盆内断层多以逆断层为主，尤其是盆地及各一级构造单元的边界断层，几乎全是逆断层。断层延伸范围最长 200 公

里，最小只有数公里。走向以北东向及东西向为主，这也是长度在50公里以上的较大断层的走向，其次为北西向及少量南北向小断层。据其延伸长度及对区域构造的控制作用，可将盆内断层划分为三级（图2-6-3）。

一级断层：为盆地或坳陷的边界断层，延伸长度大于80公里，断距大，对盆地及坳陷的形成和演化起着控制作用。目前已发现此类断层13条；

二级断层：位于各坳陷或盆地内部，延伸长度30～80公里，是各二级构造带形成和分布的控制断层，目前已发现8条；

三级断层：分布于各二级构造带内，延伸距离数公里，最大至20公里，只对局部构造的形成和发展起控制作用。

正断层不甚发育，但在地面露头及乌力吉坳陷东段地震剖面上也有见及。个别小断层具有平移性质。

盆地乌力吉坳陷东段做了一些地震概查工作（图2-6-4），但面积很小，且精度不高。就全盆地来说，对断裂发育特征的认识仅仅立足于重力、磁力、电法及地面地质的资料，因此对断层的了解难免有局限性。

2.局部构造

中生代以来，银根盆地处在燕山运动及喜马拉雅构造运动的挤压带上，褶皱活动强烈，局部构造比较发育，而且完整，并以背斜为主。据区测资料，盆地内已发现背斜12个（表2-6-3）。这些背斜轴向东西，长4～23公里。宽1～15公里，核部地层由白垩系及其以下地层组成。

就全盆地而言，基本上未做地震工作，勘探程度很低。在乌力吉坳陷东部，虽然做了一定工作量的地震概查，也未发现可靠的圈闭构造，仅发现单条测线背斜显示14个（表2-6-4）。

综上所述，目前盆地内虽然只发现了十多个局部构造及14个地震单测线背斜，显示其中有些还有待进一步落实，但这仅是初步成果。可以相信，随着盆地勘探程度的提高，还会发现更多的局部构造及隐伏构造。

第四节　生　油　层

盆地的区域位置与松辽、二连、酒西盆地同处于下白垩统的有利生油区带内，因而，也具有与这些盆地相似的生油条件。

下白垩统巴音戈壁组上段发育以黑色页岩、油页岩为生的浅湖相沉积，暗色泥质岩厚约300米。以额勒斯台厚度最大，为326.7米，占地层总厚度的73%；乌8孔钻入下白垩统250.71米（未穿），岩性以灰绿、灰黑及棕褐色泥岩为主，植物化石丰富，水平层理发育，为还原条件下的水下沉积（表2-6-5）。另据1∶20万地面区域地质测量资料，海力素坳陷北部呼伦陶勒盖一带为油页岩广布地区，暗色泥质岩厚度虽然较小（35.7米），但分布面积有500平方公里。1957～1961年经巴彦淖尔盟102地质队等单位进行普查，后经宁夏地质局核实，油页岩呈灰黑或棕褐色，内含丰富的动物化石，植物碎屑和炭质，用力削之起卷，可点燃并冒黑烟，沥青味浓，火焰长达3～5厘米，据样品分析最高含油率9.75%，一般4～7%，估算资源量8120万吨。

编号与背斜名称对照表

编号	背斜名称	编号	背斜名称
1	苏红图	⑦	嘎顺
2	前德门山	⑧	尚根呼仍
3	巴勒乌勒	⑨	朝恩吉
4	塔布陶勒盖	⑩	查汉额热格
5	哈尔努润	⑪	查汉础鲁
6	乌力吉山根	⑫	额勒斯台

断层编号　国界线　盆地边界　背斜　向斜　压扭性断裂　压性断裂　隐伏断裂　性质不明断裂　背斜编号

图 2-6-3　银根盆地及外围构造纲要图

表 2–6–3　银根盆地背斜数据表

背斜名称	编号	两翼产状		轴向	规模（km）		出露地层
		南翼	北翼		轴长	翼宽	
苏红图背斜	1	210°∠6°	5°～10°	80°～90°	23	15	K_{1s}安山岩、安山玄武岩
前德门山背斜	2	180°∠12°	360°～20°	85°	6	4	K_{1s}玄武岩、泥质砾岩及砂质泥岩
巴勒乌勒背斜	3	150°～210°∠15°	30°∠10°～17°	85°	4	1.5	K_1b_1红色泥质砂岩
嘎顺背斜	4	190°～220°∠10°	350°～360°∠12°～15°	70°	5	1	核部为K_1b_1紫红色砂砾岩，两翼为K_1b_2灰绿色砂岩
查汉额热格背斜	5	150°∠20°	340°∠25°	40°	3	1	K_1b_2砂岩、泥灰岩、泥岩
尚根呼仍背斜	6	190°∠15°	340°∠50°	80°	4	<1	K_1b_1紫红色砾岩
额勒斯台背斜	7	120°∠10°～25°	320°～350°∠30°～70°	60°	6	2	K_1b_2泥岩及泥灰岩
塔布陶勒盖背斜	8	150°～160°∠15°～17°	310°～330°∠30°～45°	45°	13	4	K_1b_1含砾粗砂岩、灰绿色泥岩
哈尔努润背斜	9	150°～210°∠15°	30°∠10°～17°	85°	4	1.5	K_1b_1红色泥质砂岩
查汉础鲁背斜	10	190°∠30° 205°∠40°	350°∠45° 30°∠45°	90°	4	1	C_3a_1长石砂岩、凝灰质砂岩、结晶灰岩
朝恩吉背斜	11	360°∠40°～50°	180°∠40°～60°	70°～80°	4	3	核部为C_3a_1英安质火山角砾岩，翼部为C_3a_2结晶灰岩
乌力吉山根背斜	12	170°∠55° 10°∠75°	360°∠40° 340°∠70°	95°～100°	10	1～2	C_3a_2结晶灰岩

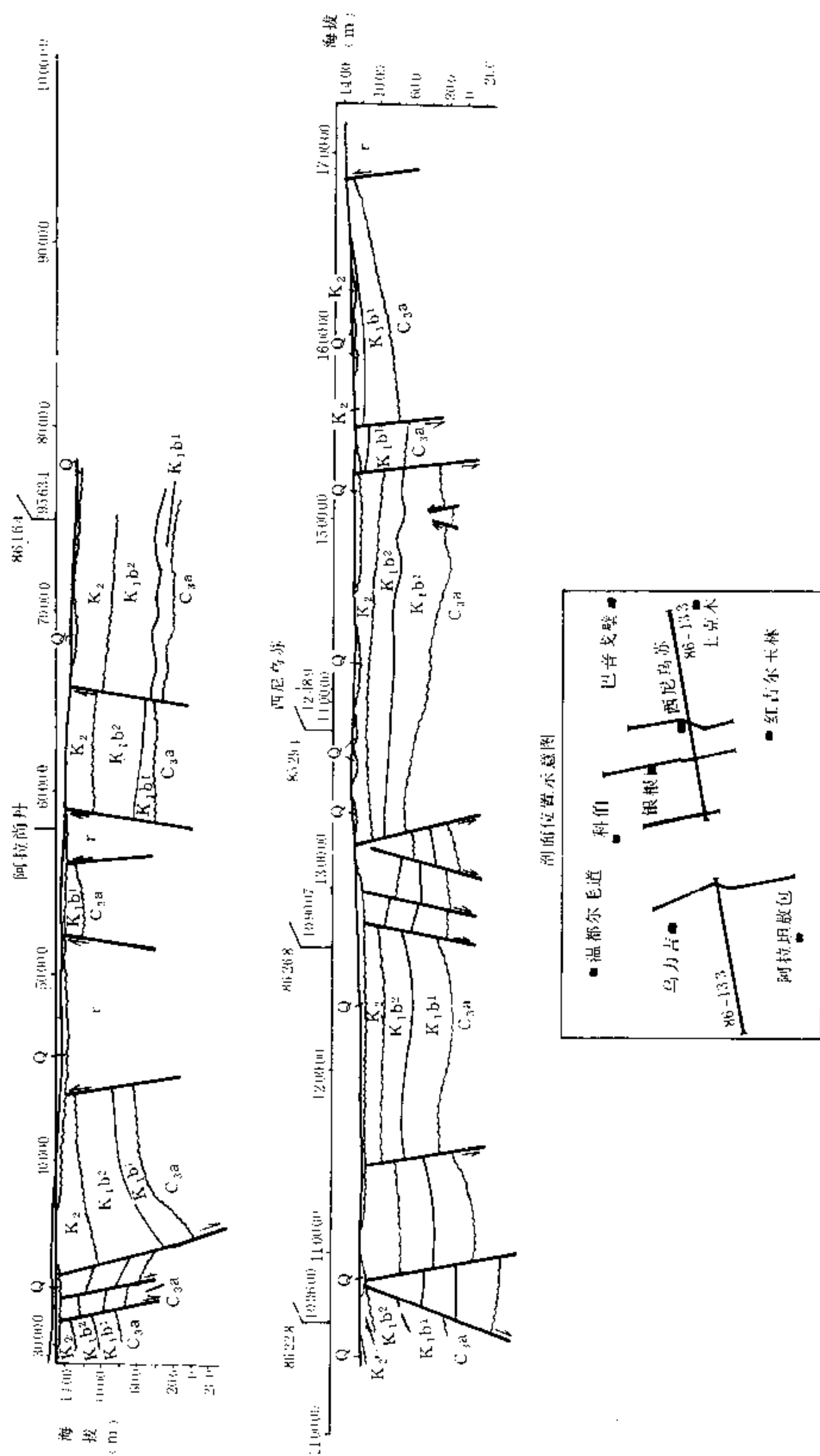


图 2-6-4 银根盆地乌力吉坳陷地震 86—133 测线深度剖面图

表 2-6-4　乌力吉坳陷东段地震单条测线背斜显示数据表

序号	地震反射层位	背斜名称	高点位置（桩号／测线）	隆起宽度（km）	隆起幅度（m）	高点深度（深度／海拔）（m）	可靠性
1	T_g	马阿拉格	98250／86164	3.725	35	1148／152	可靠
2	T_g	拉盖呼都格	102125／86164	2.4	65	1148／152	可靠
3	T_g	哈尔努润	111775／86268	3.125	100	113／1187	可疑
3	T_g	哈尔努润	111725／86268	2.575	130	428／872	较可靠
4	T_g	克克布日格	101600／86394	0.825	25	449／851	可靠
5	T_g	克克布日格北	104325／86294	1.575	45	514／786	可靠
6	T_g	如努尔哈	123400／86294	7.05	85	173／1127	可疑
6	T_g	如努尔哈	123225／86294	7.625	210	359／941	可靠
7	T_g	阿尔高德库仑	60875／86133	2.05	40	892／408	可靠
8	T_g	乌兰沙拉南	68200／86133	1.8	50	900／400	可疑
8	T_g	乌兰沙拉南	68150／86133	1.7	85	1030／270	可靠
9	T_g	库伦陶勒盖北	71050／86133	1.8	35	948／352	可靠
9	T_g	库伦陶勒盖北	70850／86133	2.375	50	1131／169	可靠
10	T_g	马阿拉格西	74050／86133	3.575	25	956／344	较可靠
10	T_g	马阿拉格西	74025／86133	3.425	50	1131／169	可靠
11	T_g	巴润浩雷布勒格	117975／86133	3.85	45	589／711	较可靠
11	T_g	巴润浩雷布勒格	118050／86133	3	50	948／352	较可靠
12	T_g	拉盖呼都格	80700／86147	5.65	85	1114／186	可靠
13	T_7	昆都仑西	91400／86147	3.55	15	442／858	较可靠
13	T_g	昆都仑西	91175／86147	4.025	25	750／550	可靠
13	T_g	昆都仑西	91125／86147	5.125	40	981／319	可靠
14	T_g	莫若格钦南	95725／86147	5.175	40	735／565	可靠
14	T_g	莫若格钦南	97600／86147	4.425	45	981／319	可靠

表 2-6-5 银根盆地下白垩统暗色泥质岩统计

剖面(编号) \ 数据 \ 项目	地层厚度 (m)	暗色泥质岩厚度 (m)	$\frac{暗色泥质岩厚度}{地层厚度}$ %
哈 站 西 ①	603.9	172.3	28.5
呼伦陶勒盖 ②	49.4	35.7	72.3
楚 鲁 庙 ③	220.9	81.7	37
巴 隆 乌 拉 ④	385	298.2	83.3
额 勒 斯 台 ⑤	447.7	326.7	73
塔布陶勒盖 ⑥	461	125.4	27.2
乌 8 孔	204.6	>40	20

①～⑥此编号和图 2-6-2 中暗色泥岩采样点相对应。

一、有机质丰度

据野外采集的 27 块样品分析，下白垩统暗色页岩有机碳含量 0.81～18.26%，平均 4.95%；氯仿沥青“A”含量 0.005～0.4203，平均 0.1403%，烃含量 15.86～753.2ppm，平均 364.84ppm（表 2-6-6）。

其中可生油样品占 85%，非生油样品占 15%；生油样品中较好与最好的占 91.8%。而且，有机碳含量之高是很罕见的。氯仿沥青“A”族组分中、饱和烃及芳香烃含量较低（7.8～64.14%），因而总烃含量也相对偏低，这可能与地面样品长时间暴露，遭受风化、烃类物质挥发有关。

二、有机质类型

据 18 块样品干酪根组分鉴定：Δ 值❶ 为−76.9～95.5，平均 59.4，c+d 值为 3.2～99%，平均 16%。其中 6 块为腐泥型，9 块为混合Ⅰ型，2 块为混合型，1 块为腐植型。综合看，以混合Ⅰ型为主。

氯仿沥青“A”族组分的饱／芳比为 0.42～6.40，平均 2.50，17 块样品中，6 块为腐泥型，8 块为混合型，3 块为腐植型，也是以混合型为主。

干酪根元素分析结果：H／C 为 0.26～1.49，平均 1.05。16 块样品中，腐泥型 2 块（H／C>1.4），混合Ⅰ型 8 块（1<H／C<1.4），混合Ⅱ型 2 块，腐植型 4 块，应以混合Ⅰ型为主。

氯仿沥青“A”红外光谱 $1380^{-1}/1460^{-1}$，$1700^{-1}/1460^{-1}$ 分析结果表明：28 块样品中，5 块为腐泥型，8 块为混合型，15 块为腐泥—混合型，未见腐植型。

---

❶Δ 值 $=\frac{a\times100+b\times50-c\times75-d\times100}{a+b+c+d}$

式中 a—类脂组；b—壳质组；c—镜质组；d—惰质组。

表 2-6-6　有机质丰度统计表

剖面＼数据＼项目	有机碳 (%)	氯仿"A" (%)	烃含量 (ppm)	生油岩评价（样品数）				
				非	差	较好	好	最好
呼伦陶勒盖	$5\frac{11.49}{4.86}8.96$①	$4\frac{0.4203}{0.1089}0.2667$	$4\frac{753.2}{271.17}513.07$			2	2	1
楚　鲁　庙	$3\frac{4.52}{2.01}3.67$	$2\frac{0.3079}{0.0724}0.1902$	$2\frac{541.23}{166.74}353.98$		1		1	1
巴 隆 乌 拉	$10\frac{3.63}{1.36}2.79$	$4\frac{0.1408}{0.005}0.0607$	$3\frac{722.73}{262.5}423.55$	1		2	1	6
额 勒 斯 台	$6\frac{13.14}{0.89}4.36$	$3\frac{0.0981}{0.0214}0.0649$	$3\frac{353.3}{51.37}187.47$	1	1	2		2
塔布陶勒盖	$2\frac{4.64}{0.81}2.73$	$2\frac{0.3479}{0.0058}0.1769$	$2\frac{498.54}{15.86}257.2$	1		1		
乌 力 吉 东	1——18.26	1——0.0082		1				
平均　样品数/%	$27\frac{18.26}{0.81}4.95$	$16\frac{0.4203}{0.005}0.1403$	$14\frac{753.2}{15.86}364.84$					

①　样品数$\frac{最大值}{最小值}$平均值。

以上四项分析资料均表明：银根盆地下白垩统有机质类型以混合型为主，腐泥型次之（表 2-6-7）。

表 2-6-7　银根盆地干酪根类型判别表

项目		判别标准				银根盆地	
		腐泥型	混合型		腐植型	指标平均值	类型
			混合Ⅰ型	混合Ⅱ型			
干酪根组分	Δ	＞80	40～80	0～40	−100～0	59.4	混合Ⅰ型
	(c+d) %	＜10	10～30	30～50	＞50	16	混合Ⅰ型
氯仿"A"饱／芳		＞3	1～3		＜1	2.5	混合型
干酪根元素 H／C		1.4～1.6	1～1.4	0.8～1	0.5～0.8	1.05	混合Ⅰ型
红外光谱	$1380^{-1}/1460^{-1}$	0.23～0.45	0.15～0.28		0.1～0.12	0.44	腐泥型
	$1700^{-1}/1460^{-1}$	0.20～0.50	0.60～1.96		1.46～2.15	0.96	混合型

三、有机质演化阶段

据下白垩统14块地面暗色泥质岩样品的镜质体反射率测定结果：R_o值0.75～1.26%，平均1.04%，其中8块样品达高成熟阶段（$R_o>1$），6块样品达成熟阶段（R_o0.75～1.0%）。同样，孢粉颜色的分析结果也与此相一致（表2-6-8）。

表2-6-8　银根盆地有机质热演化评价表

项目	评价标准		银根盆地		
	级别	标准	指标	样品数	占总数(%)
镜质体反射率(%)	未成熟	<0.5		0	0
	低成熟—成熟	0.5～1.0	0.75～0.99	6	42.9
	高成熟	1.0～1.3	1.11～1.26	8	57.1
	过成熟	>1.3		0	0
孢粉颜色	未成熟	黄色		1	4
	低成熟—成熟	浅褐黄		24	96
	高成熟	暗褐—黑色		0	0
	过成熟	黑色		0	0

四、生油岩成熟度分析

对盆地乌力吉坳陷下白垩统生油岩是否成熟的问题，曾经采用罗泊金公式，计算了三个点的生油岩成熟度TTI值，结果是：在下白垩统生油岩埋藏最深的德尔斯台凹陷进入生油门限（位于银根、西尼乌苏以东，86133测线109000桩号，埋深1600米、TTI值为12.5），乌力吉坳陷其它地区，因埋藏浅，未成熟，不能生油。显然这一数据对全盆地有一定参考价值。另外，晚白垩世频繁的岩浆活动引起的高地热，则是全面考虑其生油岩成熟度时，不可忽视的有利因素之一。

五、成熟期

盆地东邻的河套盆地用TTI法计算确定：渐新统生油岩成熟的时间约在1.5～1.8百万年前，即第四系早期进入成熟期。两个盆地类比：银根盆地生油岩时代早于河套盆地生油岩约70百万年；同时，还有晚白垩世岩浆活动的热力，都是促进成熟的有利条件。而在生油岩埋深上，较河套盆地略浅。据此推测，银根盆地生油岩成熟期应在第三纪晚期或略早一点。

六、油气生成量

用三种方法对盆地内下白垩统的生油量做了预测（表2-6-9），计算结果相差不大，银根盆地下白垩统总生油量为20～25亿吨。

表 2-6-9 银根盆地各坳陷生油量预测

构造单元 \ 预测生油量 (10^8t) \ 方法	有机碳法	氯仿沥青法	热解法
海力素坳陷	15.02	6.01	5.50
乌力吉坳陷	7.93	10.96	8.00
苏红图坳陷	2.59	2.55	5.05
合 计	25.54	19.52	18.55

第五节 储 集 层

银根盆地的储集层纵向上有四套:

1.巴音戈壁组生油岩之上的砂砾岩

据楚鲁庙、巴隆乌拉、额勒斯台、恩根陶来（见表 2-6-5）等剖面资料，巴音戈壁组生油层之上或本身发育许多粉、细砂岩、含砾砂层（表 2-6-10），厚 10.5～286.4 米，单层最厚可达 92.5 米，砂砾成分以长石、花岗岩、变质岩为主，分选中等，次圆—次棱角状，胶结物为泥质，多为孔隙式胶结，岩性疏松。孔隙度 10.8～23.3%，平均 17.7%，渗透率 2.12×10^{-3}～63×10^{-3} 二次方微米，平均 35×10^{-3} 二次方微米。这些砂层接近油源岩，占据着储集油气的有利位置。

2.巴音戈壁生油岩之下的砂砾岩

砂砾成分以花岗岩、变质岩为主，分选差，次棱角—棱角状，为靠近物源的快速堆积，厚 149～617.4 米，单层最厚 257 米。其中有些层段以泥质胶结为主，岩性疏松，物性较好，据塔布陶勒盖剖面一块样品分析资料：孔隙度 25.3%，渗透率 8457×10^{-3} 二次方微米。这些砂砾岩纵向连续厚度大，横向分布稳定，也是好的储集层。

3.苏红图组砂岩

苏红图组虽以火山喷发岩为主，但其岩性剖面也不乏湖相沉积的砂层。据苏红图及呼口额利根两剖面资料，砂层总厚度 45.4～82.6 米，单层厚度最大 82.6 米。这些砂体分选好，次圆至次棱角状，孔隙度约 18%，渗透率 111×10^{-3} 二次方微米也是较好的储集层。虽然这些砂层和生油岩往往被火山岩所隔，但火山岩段下部裂缝发育，可以作为油气运移的通道。

4.苏红图组火山岩

苏红图组的玄武岩、安山岩，其下部发育有大量的气孔、杏仁及裂缝构造（图 2-6-5），气孔多呈椭球形，孔径 0.3～3 厘米；杏仁成分多为钙质和硅质，裂缝宽度小于 0.5 厘米，多为石英脉充填。

表 2-6-10 银根盆地下白垩统砂、砾岩储集层统计表

层段		数据项目 \ 剖面	恩根陶来	苏红图	呼口额利根	楚鲁庙	巴隆乌拉	额勒斯台	塔布陶勒盖
苏红图组		砂层厚 (m)		45.41	82.59				
		单层最厚 (m)		41.37	82.59				
		孔隙度 (%)		17.9					
		渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)		111					
巴音戈壁组	生油段之上或内部	砂层厚 (m)	35		286.41	121.12	10.5	102.5	
		单层最厚 (m)	5			13.9	6.5	92.5	
		孔隙度 (%)				10.8	23.3	10.8	
		渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)				63	2.12	39.8	
	生油段之下	砂砾层厚 (m)	617.4				148.99		223.16
		单层最厚 (m)	257				101.67		26.65
		孔隙度 (%)	7.1						25.1
		渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	24.6						8457
		合计 (m)	652.42	45.41	369	121.12	159.49	102.5	223.16

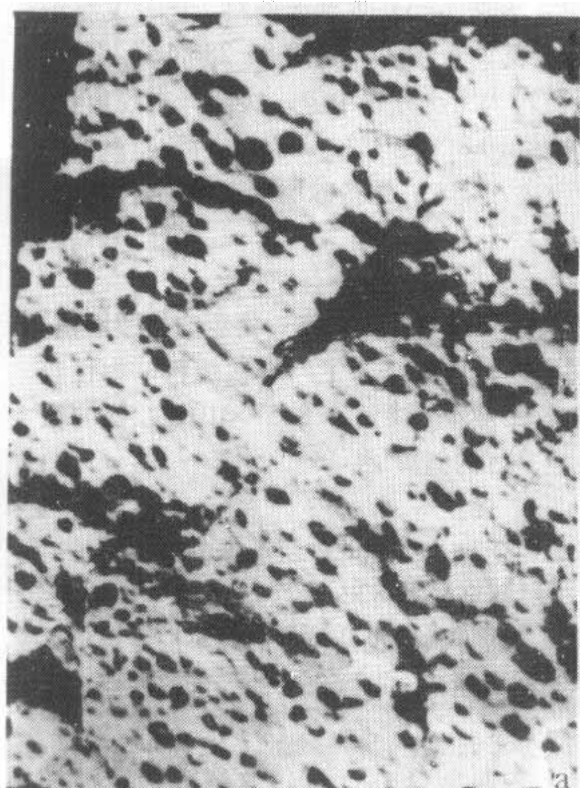




图 2-6-5 照片 1 气孔、杏仁构造（黑斑）
照片 2 裂缝构造（白条纹）
（于银根盆地下白垩统苏红图组玄武岩、安山岩中）

这些气孔孔隙大，裂缝使其连通，乃是好的储集层。该段喷发岩厚度约200米，并且和其下伏之生油层系直接相邻、处在捕获油气的有利位置，也是一好的储集层。

火山岩油气藏在国内外早有发现，就在与本区邻近的二连盆地，也在火山岩储集层中见到工业性油流，单井日产量最高者达27.1吨。勘探实践已证明了裂缝、气孔孔隙发育的火山岩可以成为良好的储集层。

除上述四套主要储集层外，在湖盆中心巴音戈壁组上段的石灰岩，溶孔发育，孔径1～2毫米，内壁有石英晶簇，在其孔隙发育段也可能形成一定的储集条件。

第六节 成油地质条件

就全盆地而言，只做了电法、重力、地面地质及水文地质等方面的工作，地震工作只是在盆地南缘一隅进行了小面积的1：20万概查。由于资料所限，对盆地成油地质条件的认识还很粗浅。

一、盖层条件

银根盆地可做盖层的岩性有火成岩和泥质岩两大类，纵向上划分为三套：

1.苏红图组

上段玄武岩、安山岩层组无气孔、裂缝，岩性致密，且在平面上分布稳定，各坳陷周缘均有出露；纵向上又位于生油层、储集层之上，是比较好的盖层。

2.上白垩统

分布广泛，见于盆地内各坳陷。岩性虽以砂砾岩为主，但其下段在海力素坳陷以泥岩为主，可以做为该坳陷的盖层。

3.巴音戈壁组

巴音戈壁组上段泥页岩发育，既是生油层，又是其下部或内部的砂、砾岩储集层的良好盖层。

二、圈闭条件

自中生代晚期以来，盆地长期受到挤压应力场的作用，使地层产生强烈的褶皱变形，背斜构造发育。据地面地质资料，盆地内已发现背斜12个（见表2-6-3)。背斜轴向为北东—东西向，长2～23公里，宽1～15公里，两翼地层多为下白垩统。其中以苏红图坳陷南部的苏红图背斜面积为最大，长23公里，宽15公里，两翼地层为苏红图组火山岩，有利于油气的捕获及保存。

另外，盆地内和强烈褶皱相伴生的断层也很发育，具有形成相应油气圈闭的条件。随着盆地勘探的深入发展，还会发现多种类型的圈闭。

三、保存条件

保存条件，是油气藏形成的至为关键的问题。据80口水文浅井资料的统计，该区下白垩统地下水矿化度较高，大于10000毫克／升的占18%，2000～10000毫克／升的占48%，小于2000毫克／升的占34%；按苏林水型分类，Na_2SO_4型水占64%，$NaHCO_3$型水占31%，$CaCl_2$型水占4%，$MgCl_2$型水占1%。表明银根盆地还是有保存条件的。

四、成油组合

根据以上论述，盆地内成油组合有以下四种类型。

1.正常式组合

或者叫下生、上储、顶盖式组合。巴音戈壁组下部为生油段，顶部发育砂岩储集层，苏红图组下部的裂缝气孔状火山岩及湖相砂岩储集层均位于生油段之上，再向上是苏红图组上部致密的火山岩，连同上白垩统泥质岩，都可做为盖层。

2.自生自储式组合

巴音戈壁组暗色页岩段内也有砂岩储集层邻近生油层，油气初次运移便可捕获。同时，其上之暗色泥岩又可起盖层作用。

3.顶生式组合

下白垩统生油层之下发育巨厚砂砾岩体，上部所生油气在一定条件下，也可运移到下部储集层中去。

4.侧变式组合

断层引起的地层错动或不整合的存在可能使下白垩统生油层与其上、下的储集层平行接触；水下扇、浊积扇等引起的岩性突变，也可能使生油层和储集层在横向上直接相邻。这些都可能为油气的侧向运移提供有利条件，形成侧变式组合。

第七节　含 油 评 价

从生储盖、沉积岩厚度及坳陷面积等方面对盆地内的三个坳陷做一比较（表2-6-11），可以看出，海力素坳陷成油地质条件最好，含油远景最大，苏红图、乌力吉坳陷次之，主要依据是：

1）海力素坳陷面积最大，坳陷内凸起少，凹陷范围大，生油条件好。苏红图、乌力吉两坳陷无论是坳陷面积、还是凹陷面积则相对较小。

2）在暗色泥质岩发育程度及石油地球化学指标上，也以海力素坳陷为优。黑色页岩、油页岩在该坳陷周缘均有出露，厚度最大的呼伦陶勒盖一带已成为油页岩找矿远景区。由此推测：暗色生油岩可能在坳陷范围内普遍发育。而苏红图坳陷、暗色生油岩仅出露于坳陷北缘，靠近宗沙隆起一带则以砂砾岩为主，生油岩不发育。乌力吉坳陷也只东部暗色生油岩发育，而西部露头区以砂砾岩为主。因此，海力素坳陷在生油规模上要大于其余两个坳陷，其中又以查干德勒苏与乌居里两凹陷最有利。

3）在海力素坳陷，作为盖层的苏红图组火山岩在盆地周缘均有出露，上白垩统分布稳定，下部以泥岩为主，是较为理想的盖层。而另外两个坳陷，上白垩统曾遭受严重剥蚀，分布零散且以砂砾岩为主。除此而外，苏红图组火山岩在乌力吉坳陷也不发育，仅零星出露于坳陷北部的沙拉扎山南缘。因此，论盖层条件，也属海力素坳陷最好。

4）三个坳陷的储集层条件差别不大，均以砂砾岩为主。海力素及苏红图两坳陷可能有火山喷发岩储集层，乌力吉坳陷这套储集层可能不发育。

总之，银根盆地有机质丰度高，下白垩统巴音戈壁组生油层段内砂层及其上苏红图火山岩、上白垩统砂砾岩都具有较好的储集性能，泥岩盖层也不缺乏，因而，有形成完整的生储盖组合的条件，经比较以海力素坳陷之查干德勒苏与乌居里两个凹陷最为有利。但由于盆地发育期短，在发育过程中构造运动频繁、剥蚀期比较长，有机质向石油转化的条件不够理想。为此，寻找埋藏深度适中的良好圈闭是油气勘探的关键。

表 2-6-11 银根盆地各坳陷含油远景评价表

评价项目		海力素坳陷	苏红图坳陷	乌力吉坳陷
坳陷面积 (km^2)		18636	11200	14092
坳陷结构		凸起少、凹陷范围大	分割性强、凸起多	基岩出露多、凹陷范围小
沉积厚度 (m)		2000～3000	2000～5000	2000～3000
暗色生油砂岩	发育程度	全区发育	北部发育、南部不发育	东部发育西部不发育
	厚度 (m)	81.7～298	172	125～327
	C(%)	$18\frac{11.49}{1.36}4.65$		$8\frac{13.14}{0.81}5.54$
	氯仿"A" (%)	$10\frac{0.4203}{0.005}0.1690$		$5\frac{0.3494}{0.0058}0.1094$
	烃 (ppm)	$9\frac{758.20}{166.74}447.88$		$5\frac{498.54}{15.86}215.36$
盖层发育程度		火山岩发育；K_1 泥页岩发育	火山岩发育；K_2 砂砾岩为主；K_1 泥页岩发育	火山岩不发育；K_1 泥页岩发育
储集层类型		砂、砾岩、火山岩	砂砾岩、火山岩	以砂砾岩为主
评价结果		最有利区	较有利区	较有利区

第七章　雅布赖盆地[1]

第一节　概　　况

雅布赖盆地位于东经 102°15′～104°50′，北纬 39°10′～39°50′。北以巴音诺尔公梁、雅布赖山为界和银根盆地相隔，西和西南以北大山东延之余脉牙抓山和潮水盆地分界，东和东南抵巴彦乌拉山（图 2-7-1），跨越该山便是巴彦浩特盆地（图 2-5-1）。盆地呈东西向延伸，长 220 公里，宽 30～50 公里，面积 8000 平方公里，属阿拉善地块之上的断陷盆地。航磁是大面积正异常，幅值 200～400 伽马。重力是北东及东西向负异常。雅布赖山及北大山都是重力梯级带。基底是前震旦系深变质岩，局部也有二叠系火山岩。沉积盖层有侏罗系、白垩系、第三系、第四系。厚度为 1580～4890 米（地震资料提供为 800～3600 米）。据区测资料认为，中、下侏罗统、上侏罗统、下白垩统之间均为连续沉积（表 2-7-1）。

雅布赖所处的阿拉善地区勘探程度很低，在沙漠广布地区尤甚。1960 年曾由内蒙地质局组织石油大队开始在东经 104°30′106°30′，北纬 40°～42°，面积约 3 万平方公里的范围内进行石油地质调查工作，并编有该区石油地质普查报告。此后一段时间，石油地质调查工作处于停顿状态。直至 70 年代初期，国家计委地质局航空物探大队 905、907 两分队于 1972～1978 年间完成了 1：5 万航磁普查工作，工区范围约 56200 平方公里，圈定了 316 个局部异常。进入 80 年代以来，宁夏、甘肃、内蒙三省区地质局区测队先后完成了 1：20 万地质分幅的编图工作。与此同时，解放军水文部队也完成了区域内 1：20 万水文地质普查工作，区内水文钻孔达数百口。这些工作都为该区的石油地质勘探提供了重要的基础资料。

从 1983 年开始，石油工业部物探局组织力量对贺兰山以西地区开展区域性石油普查，工种有地面地质调查、重力、磁力、电法、地震、化探（只在巴彦浩特盆地完成剖面 80 公里）等。其中以解决生油层为重点的路线调查，共丈量 6 条地层剖面，采集生油、物性及其它岩样标本 911 块；1987 年进行了 1：20 万的重力、电法面积普查；1986、1987 年物探局四处在盆地作了二维地震概查和普查，共完成六条地震测线，其中二维地震测线 4 条，呈"井"字形展布，长剖面 207.9 公里；1988 年玉门石油管理局在盆地中西部作了东西向斜交的两条地震测线，共长 174.4 公里。通过这些工作，明确了区域地质构造及断裂分布、以及盆地面积、基岩深度、主要目的层的厚度及分布等。

第二节　地层及沉积相

盆地内地层发育不全，且被第四系大面积覆盖。据外围地层出露所见，自老至新为前震旦系（主要是下元古界阿拉善群）、石炭系、二叠系、侏罗系、白垩系、第三系、第四系（图 2-7-1）。

[1]冯培光，1983，内蒙阿拉善地区石油地质调查报告。

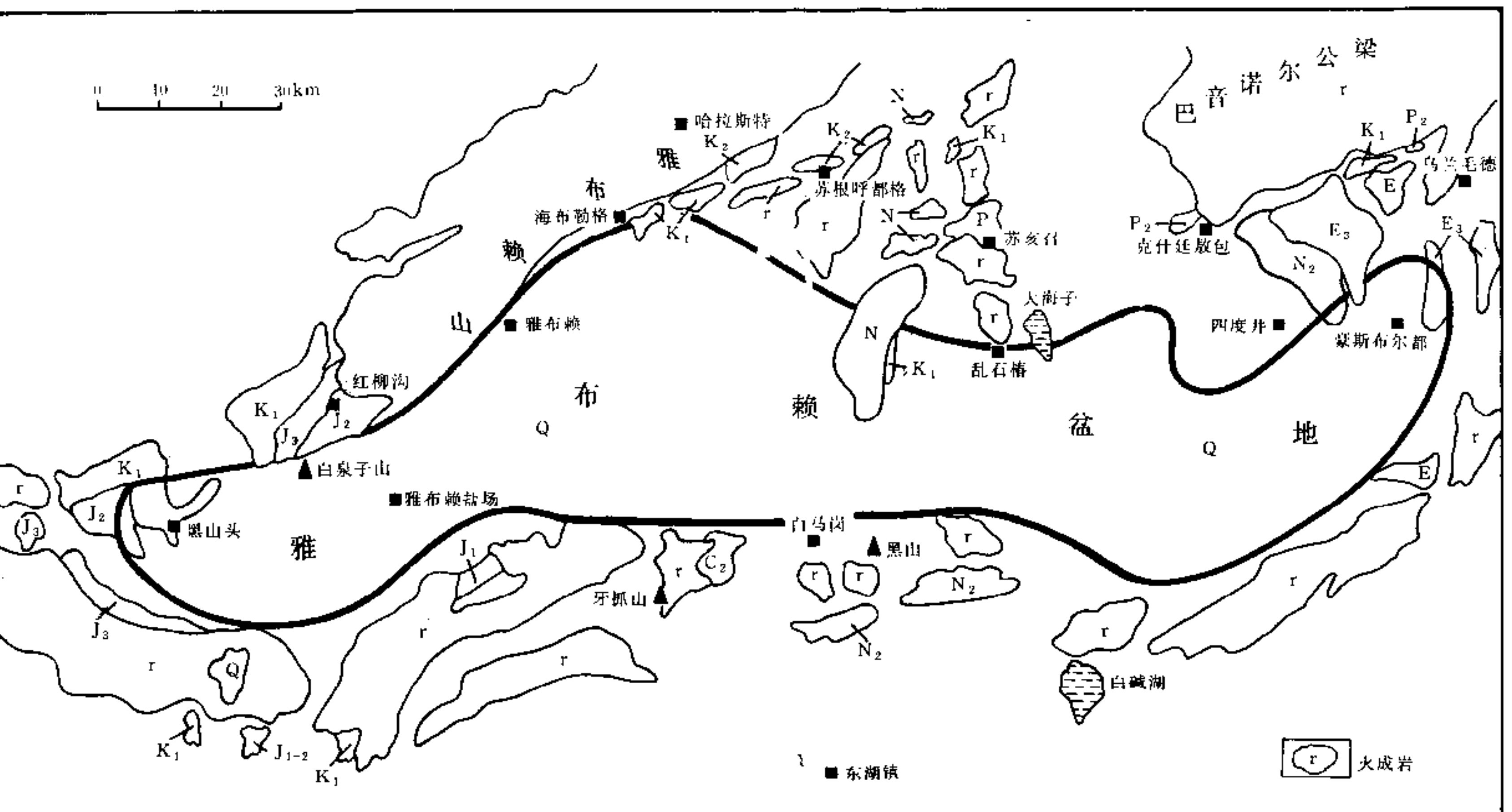


图 2-7-1 雅布赖盆地位置图

表 2－7－1　雅布赖盆地地层表

界	系	统	组	符号	厚度（m）与接触关系	岩性特征
新生界	第四系			Q	394	风成砂、湖积灰黄、灰绿色粘土、粉、细砂及坡积洪积砾石层
	第三系	上新统		N	>403	灰白色含砾砂岩、砾岩、暗红色含砾泥质粉砂岩夹灰白色泥灰岩
		渐新统		E	165	上部棕红色泥质岩，中部褐红色含砾砂岩及砂砾岩，下部灰白、棕红色砾岩夹褐红色砂质泥岩
中生界	白垩系	上统		K_2	>569	杂色砂砾岩、砂岩、深灰色含砂、砾泥岩、夹薄层灰质结核层
		下统	上岩组	K_1b	>201	暗紫色砾岩、不等粒长石砂岩夹薄层泥岩、粉砂岩
			下岩组	K_1a	420	暗紫、灰红色长石砂岩、砾岩夹砖红色、黄褐色泥岩、泥质粉砂岩及石膏质泥岩
	侏罗系	上统		J_3	>213	上部灰绿色砂岩夹泥质粉砂岩，下部浅灰色砾岩，含砾粗砂岩夹灰绿色泥质粉砂岩
		中统	上岩组	J_2b	（断层接触）>476	褐灰色含砾粗砂岩、砾岩与灰绿色粉砂岩、砂质泥岩互层
			下岩组	J_2a	230	褐灰色厚—巨厚层含砾粗砂岩与灰绿色泥质粉砂岩、细砂岩互层
古生界	二叠系			P	2978	褐灰、绿灰色英安斑岩、流纹斑岩夹凝灰岩
	石炭系			C	>4553	灰、深灰、淡红色英安斑岩、流纹质凝灰熔岩、流纹斑岩
前震旦系						片岩、片麻岩、变粒岩、混合岩化变质岩及混合岩

一、前震旦系

出露于盆地外围广大老山地区，地貌上常形成高大山岭，如雅布赖山、巴彦诺尔公梁、北大山、巴彦乌拉山等，并与多期火山侵入岩相伴随，在盆地内部组成结晶基底。

岩性为一套成分、结构复杂，厚度巨大的中、深变质岩系，主要是各类片岩、片麻岩、变粒岩、混合岩化变质岩及混合岩等，常被后期多次岩浆活动穿插破坏，支离破碎。

二、石炭系

仅牙抓山东麓一处出露，为一套火山岩。在长山子、莱子山及白泉子山以北的大芨芨沟、咸沟也有零星分布。牙抓山东麓的刘家黑山一沙山剖面具有代表性，岩性为淡红色流纹英安斑岩，灰、深灰色流纹英安质凝灰熔岩，含砾英安凝灰熔岩、英安斑岩，流纹英安质火山角砾岩等。这些火山岩由多次喷发的巨厚中酸性、酸性火山岩组成，中部偏中酸性，上部偏酸性，产状不清，岩层界限也不明显，呈过渡关系，总厚度大于4553米。

由于区内石炭系分布局限，出露不全，岩性单一，沉积岩夹层也不发育，缺乏含化石层位，以上剖面未见顶底，其时代是与邻区对比而定的。

三、二叠系

沿雅布赖山前北东向大断裂断续分布，松木高勒以北等处也有零星出露，地貌常呈孤矮的残山，岩性以火山岩为主。苏亥台剖面岩性以褐灰、灰、绿灰色英安斑岩、流纹斑岩为主夹凝灰岩及角砾凝灰岩，总厚度大于2978米。

这套火山岩分布范围局限，主要为中酸性，岩石呈碎块产出，流纹构造紊乱，岩相变化大，属陆相火山喷发类型，其时代由区域对比而定。

四、侏罗系

盆地内下侏罗统未接受沉积。中、上侏罗统在雅布赖山南侧的双井子、二道沟、红柳沟、独青山及黑山头西南的敦德乌拉等地均有分布，其中红柳沟剖面较为完整。

1.中侏罗统

(1) 中侏罗统下岩组　岩性为褐灰色厚层含砾粗砂岩（局部为砾岩）与灰绿色泥质粉砂岩、薄一中厚层细砂岩互层，偶夹钙质泥岩，底部为古风化壳。产植物化石 *Coniopteris burejensis* (*Zalessky*) *seward* 布列亚锥叶蕨，*C · hymenophylloides Bronqniart* 膜蕨型锥叶蕨，*Cladophlebis haiburensis* 海龙枝脉蕨，*Radicites* sp. 石根（未定种），*Carpolithus* sp. 化石果（未定种）厚度大于919米。在红柳沟剖面，该岩组与下伏的晋宁期角闪辉长岩呈角度不整合接触。

(2) 中侏罗统上岩组　下部为褐灰、灰色厚层含细砾长石粗砂岩、砾岩夹灰绿色钙质泥岩、泥质粉砂岩，砾岩中含钙化树干化石，厚189米，与下岩组为连续沉积；中部为褐灰色、灰红、紫红色薄—中厚层含砾中粗砂岩与灰绿色泥质粉砂岩、砂质泥岩互层，产植物化石：*Coniopteris* sp. 锥叶蕨（未定种）等，厚178米；上部为紫红色粉砂质泥岩、薄—中厚层泥质砂岩夹灰绿色厚—中厚层含砾中粗砂岩、砾岩及泥质粉砂岩，粉砂质泥岩中含钙质结核，泥质粉砂岩中有不稳定微薄煤线，产植物化石 *Neocalamites carcinoides Halle* 卡勒莱新芦木，*Podozamites · Schenki Heer* 欣克苏铁杉，*Nilssonia* sp. 蕉羽叶（未定种），*Coniopteris* sp. 锥叶蕨（未定种）等，厚度大于109米。

中侏罗统上岩组总厚大于476米。

2.上侏罗统

下部为浅灰、灰绿色块状—巨厚层砾岩，含砾粗砂岩、薄—中厚层中细粒长石砂岩与灰

绿色中厚层泥质粉砂岩互层，泥质粉砂岩含钙质结核，底部见不稳定微薄煤线及古植物根瘤。产植物化石 *Otozamites* sp.(nov · sp.)耳羽叶（新种），cf. *sphenopteris nitidula* (*YOKO*) *Oishi* 稍亮楔羊齿（相似种），*Cladophlebis* sp. 枝脉蕨（未定种），*Coniopteris* sp. 锥叶蕨（未定种）等。厚 70 米，与下伏中侏罗统上岩组呈断层接触。

中部为灰绿色薄—中厚层砂岩、砾岩与灰紫色薄层泥质粉砂岩互层，泥质粉砂岩含钙质结核。产植物化石 *Nilassonia* sp. 2(? nov · sp.)蕉羽叶（新种?），厚度大于 63 米。

上部为灰紫色薄层泥质粉砂岩、粉砂质泥岩夹灰绿、黄绿色砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩，泥质粉砂岩含钙质结核，产植物化石 *Cladophlebis* sp. (? nov sp.)枝脉蕨（新种?），*Equisetites* sp.似木贼（未定种），厚度大于 80 米。与中部为断层接触。

上侏罗统总厚度大于 213 米。

在盆地南缘的沙山以北见有下—中侏罗统沉积，出露仅 0.6 平方公里，岩性为灰色、褐灰色的砾岩、砂岩，泥质粉砂岩等，出露厚度大于 303 米。

从总的趋势看，侏罗系由东向西沉积变细，厚度增大。沉积相概貌如下：

中侏罗统下岩组以碎屑岩为主，成分复杂颗粒呈次圆—次棱角状，分选差，粗细常混杂呈不等粒结构，正韵律层很发育，底部的砾岩与下伏粉砂岩常见冲刷现象（图 2−7−2），岩相变化急剧，基本上无化石，只能在砾岩中见到巨大的钙化树干化石。

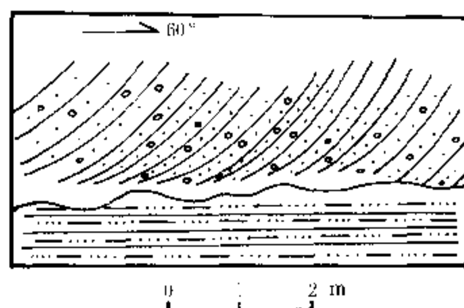


图 2−7−2 雅布赖盆地大岌岌沟中侏罗统含砾砂岩与下伏地层冲刷接触素描图

上岩组为较细粒碎屑岩，普遍含钙质，常呈结核状或条带状富集，横向上往往相变为薄层不稳定泥灰岩。以断续微细水平层理、波状水平层理为主，偶见小型斜层理及交错层，含动植物化石并偶夹微薄煤线。

综上所述，中侏罗统属潮湿气候条件下河流—湖沼相沉积，下岩组以河流相为主，上岩组以湖沼相为主间有河流相沉积。上侏罗统属干、湿交替气候条件下的湖沼相沉积。

五、白垩系

*1.*下白垩统

分布不很广泛，多出露于山麓地带，如红柳沟以西、黑山头、巴彦温多尔、九个井、松木高勒、北大山以北等地，其中以黑山头出露最好。

(1) 下白垩统下岩组　下部暗紫、灰红色薄—中厚层中细粒长石砂岩夹砖红色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩及黄褐、暗紫色薄层石膏质泥岩，厚 293 米；中部灰红色中厚层细粒长石砂岩夹砾岩、含砾中粗粒长石砂岩，厚 79 米；上部灰紫、暗紫色粉细粒长石砂岩、长石石英砂岩夹泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，厚 48 米，产叶肢介化石 *Yanjiestheria* sp. 延吉叶肢介（未定种）。该组总厚 420 米。与下伏上侏罗统呈连续沉积。

(2) 下白垩统上岩组　暗紫、紫灰、灰褐色砾岩、砂质砾岩、厚—中厚层不等粒长石砂岩、中细粒石英长石砂岩夹暗紫色粉砂岩，厚度大于 201 米。

下白垩统除黑山头剖面外，乱石椿、巴彦温多尔西南，松木高勒等剖面也比较完整，具代表性。

以上剖面表明，下白垩统为一套红色碎屑岩系。下岩组以细碎屑岩为主，微细水平层理

发育，有时见波状水平层理、中小型交错层和斜层理，偶见塑性变形层理、常含钙质粉砂岩团块，在底部局部有白云质泥灰岩、泥质白云岩和石膏质泥岩夹层，并见瓣鳃类、腹足类、叶肢介、介形虫和植物化石，属干热气候条件下的湖相和洪积相沉积。上岩组以粗碎屑为主，砂砾成分复杂，次棱角状，分选差，砾石略具定向排列，以透镜层理为主，有时见大中型斜层理和交错层，属干热气候条件下的洪积相沉积。

从侏罗纪至早白垩世，在红柳沟一带，沉积盆地由东向西渐次扩大，形成由剥蚀区变为沉积区的超覆性沉积。

2.上白垩统

仅分布于雅布赖山东段山前小凹陷中，西起海布勒格，经牛泉至苏根呼都格北，呈北东向断续分布。苏根呼都格北剖面出露较好。

下部灰白、浅灰色厚层—块状砾岩、砂砾岩夹薄层褐红色细砂岩、含砾粗砂岩，厚 180 米；中部褐红、灰白、浅红色含砾粗砂岩，偶夹灰白色砾岩，厚 151 米；上部浅红褐、浅灰、浅灰绿色含砾细砂岩、粗砂岩，砂砾岩透镜体及深灰色含砾泥岩、泥质粉砂岩夹浅红色泥质粉砂岩，含砾细砂岩中含大量灰白色钙质结核。产 *Candoniella* sp. 小玻璃介（未定种），*Clinocypris* sp. 斜星介（未定种），*Cypridea* sp. 女星介（未定种）等化石，厚 238 米。

上白垩统总厚度大于 569 米，为冲积、洪积及河湖相沉积。与下伏的印支期花岗岩呈角度不整合。

六、第三系

1.下第三系

分布于盆地东部的孤山、残山、山麓平台地上，而且仅见下渐新统出露。在巴彦套海渐新统查干布拉格组剖面岩性如下：下部灰白色细砾岩、棕褐、褐红色含砾砂岩、砂砾岩夹红褐色砂质泥岩、棕红色含砾粉砂岩及细砂岩透镜体，富含钙质结核及条带。厚 47.51 米；中部棕红、褐红色砂砾岩夹浅棕红色含砾砂质泥岩，粉砂岩薄层，砾石成分以花岗岩、石英、长石为主，砾径 2～5 厘米，个别达 15 厘米，砂砾岩交错层理及斜层理发育，砂质泥岩富含钙质结核，局部显薄层理，厚 78.27 米；上部棕红、棕褐、浅棕红色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩夹不规则砂砾岩薄层或透镜体，泥岩薄层理发育，并有垂直裂隙，沿裂隙有纤维状石膏细脉充填，顶部之浅棕褐色薄层粉砂岩，水平层理及垂直裂隙均较发育。厚 39.17 米。

以上渐新统剖面总厚 164.95 米，下伏地层为海西晚期花岗岩，二者之间为角度不整合接触。该地层中曾采得 *Laqomorpha indet* 兔形类，*Radentia indet* 啮齿类，*Bovidae indet* 牛科等化石。从该剖面岩性组合及纵向变化，反映出渐新世在干燥、炎热气候条件下，由山麓洪积相—河流湖泊相到湖泊相沉积的演化过程。

2.上第三系

分布于盆地中部南、北两侧的山麓边缘和四度井以北的广大地区，哈尔乌珠尔以南出露较好。岩性下部为灰白—浅红色含砾粗砂岩，底部为浅棕红色砾岩夹灰白色含砾泥灰岩团块，厚 68 米；中部暗红色块状含砾泥质粉砂岩夹薄层灰白色砂岩、砂砾岩，产脊椎动物骨骼化石碎片，厚 164 米；上部暗红色含砾泥质粉砂岩夹灰白色含砾粗砂岩、砂砾岩，产脊椎动物骨骼化石，厚度大于 171 米。

以上地层属上新统，总厚大于 403 米，与下伏地层前震旦系为角度不整合。其岩性特点是沉积物较细，为干旱气候条件下的河湖相沉积。在黑山头以南、巴彦套海西北岩性较粗，

岩相变化也大，为山麓洪积相与河湖相的混合沉积。

七、第四系

为盆地内最新的沉积层、分布广泛，总厚394米。

盆地地层层序及岩性，厚度概貌见表2-7-1。

第三节 构 造

一、盆地外围构造概况

雅布赖盆地位于阿拉善地区南半部（即巴丹吉林深断裂以南），属华北陆台阿拉善地块的组成部分。中生代以前，属地台型稳定上隆的发展历史，而巴丹吉林深断裂以北则为地槽型的发展历史。自中生代开始，南北趋一、均进入以盆地为主的新的历史时期。

盆地发展史中，海西期和印支期岩浆活动剧烈，侵入岩体广泛展布，岩体出露规模宏大。如雅布赖山岩体面积2000平方公里，巴彦诺尔公岩体面积1971平方公里，它们是阿拉善地区四大著名岩体中的两个。这些岩体呈北东—东西向展布，铸就了区内大的构造格局及盆地轮廓（图2-7-3），影响和控制着中新生代盆地沉积发育。燕山晚期分布较为普遍的基性岩喷发所产生的热力，对盆地前期沉积的生油岩向烃类转化有促进作用。

盆地周缘地层构造变动强烈，不论是元古界、古生界、中生界，地层倾角可达40°～50°，同时，褶皱和断裂构造也较为发育。构造线的方向主要有三组：北东、东西、北西向，局部见有南北向。各组构造线的分布地区大致有这样的趋势：东西走向的多集中于东经104°～105°之间，在此区间以西多以北西走向为主，以东则以北东走向为主，呈一向南突的弧形。褶皱排列紧密，且以短轴背斜为主。断裂则以压性、压扭性为主，张性和张扭性断裂只在北西向和南北向断裂中见到。但无论哪种断裂，断裂面倾角都很大，在60°～80°左右。可以看出，盆地形成的构造力学成因主要是受南北方向的挤压应力和来自东部的逆时针扭引力作用的结果。

二、区域构造单元划分

根据石油工业部地球物理勘探局的重力资料，雅布赖盆地可分为两个坳陷、一个隆起（图2-7-4）。即雅布赖坳陷、深坑井坳陷、黑茨湾隆起。

1.雅布赖坳陷

位于盆地西部，面积2600平方公里。由两个北东向的重力负异常组成，北部负异常重力线圈闭面积700平方公里，中心异常值-202毫伽，南部负异常面积165平方公里，中心异常值-214毫伽，重力主密度界面深5000米，两负异常之间鞍部浅，只有数百米。CS86—243N地震测线通过该异常的边部，基岩面深3600米，估计凹陷中心沉积厚度5000～7000米，西断东超，地震强反射平行、连续相发育，边缘有构造显示，与雅布赖山、北大山都以断裂为界。

基底为元古界深变质岩系组成，其上可能发育有侏罗系，下白垩统及第四系。从卫星照片看，西北方向断裂发育。盆地内黑山头、红柳沟剖面基本反映了该坳陷下白垩统的沉积特征：相对较粗，以红色为主，由山麓相、河流相夹河湖相组成，厚600～1500米。区内未进行过钻探，推测生油层为侏罗系及位于凹陷中心的下白垩统，以前者为主。

2.黑茨湾隆起

位于雅布赖坳陷以东，呈北东向鼻状重力高带，面积400平方公里。据重力资料计算，

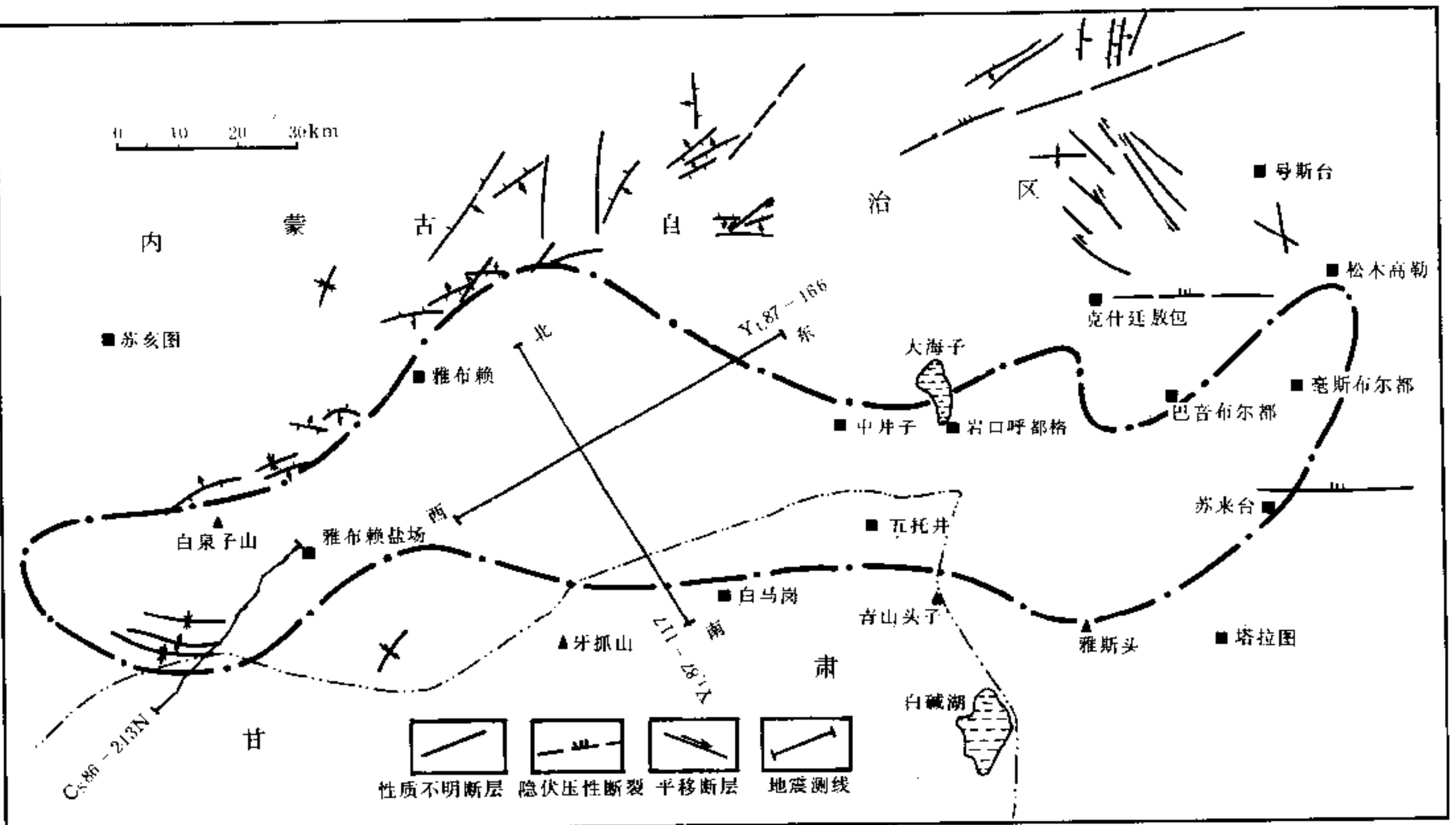


图 2-7-3 雅布赖盆地及外围构造纲要图

图 2-7-4　雅布赖盆地构造单元划分图

沉积层厚度800米。该隆起有可能与雅布赖坳陷中的鞍部相连接。

3.深坑井坳陷

位于盆地中、东部，东西走向，面积5000平方公里。两重力负异常中心之间有地震及大地电磁剖面通过，反映凹陷为南断北超，宽度30公里，沉积厚度3500～4000米（地震资料为3400米、重力4000米、电法3500米），坳陷的东部变窄，而且有重力正异常将东西分成两个凹陷，形态上具有单断同生凹陷的特点。

基底为元古界深变质岩系及前中生代火成岩体组成。其上可能发育有侏罗系、下白垩统、第三系、第四系。巴彦温多尔西南、乱石椿剖面代表了坳陷西部下白垩统的面貌：具有相对较细、暗色泥质岩发育（据统计巴彦温多尔西南剖面可厚达183米）的特点，由河流相、湖泊相沉积组成，厚度大于1061米。从卫星照片资料看，此区南北断裂发育，形成地堑式坳陷。松木高勒剖面则代表了坳陷东部下白垩统的发育特征：粒度粗、颜色杂，为河流相、山麓相所组成，厚度1400米以上。上述各剖面的沉积特点皆反映它们所处盆地不同位置所致。

图2–7–4所反映的三个负异常中心，地震证实都是中生代坳陷的反映。另外深坑井西部的构造形态，十字交叉地震测线也有明显反映。(图2–7–5、2–7–6)。

第四节　生油层及含油气远景

雅布赖盆地侏罗纪和白垩纪沉积，目前资料认为两者是整合接触关系为主，说明该盆地在发展史上有连续断陷过程，有利于生油岩系发育。目前，石油地质调查对下白垩统剖面了解较多，全盆地丈量地质剖面8条。从这些资料可以看出，深坑井坳陷下白垩统主要是一套河湖相、湖泊相的沉积，暗色泥质岩最厚可达183米，而且分布广泛，具有一定生油能力。另外，从一些局部地区的地层剖面来看，暗色泥质岩不仅在下白垩统发育，在上白垩统也能见到。在苏根呼都格北剖面上白垩统厚度大于569米，其上部岩性为深灰色含砾泥岩、泥质粉砂岩夹薄层泥灰岩，并含大量碳质碎屑和钙质结核，也见有丰富介形虫（主要是圆星介、女星介、达尔文介等），该段厚度37～84米。在侏罗系，同样也能见到一些灰绿色湖相沉积，说明作为该区目的层系的下白垩统是具备了一定生油条件的。

从盆地发展史来看，侏罗系以河流湖沼相含煤沉积为主，下白垩统出现湖相，并有厚183米的暗色泥岩。上白垩统为河湖相，局部地区也有几十米的暗色泥质岩沉积。再向上第三系沉积了红色碎屑岩系。沉积相的这种演化，显示了盆地由断陷到坳陷，湖盆逐渐扩大后又收缩的演变过程。这种演化为盆地形成有利的生储盖组合提供了较理想的地质背景。同时，该盆地发育期较长，构造运动较小，又有第三系大面积覆盖也有利于油气的圈闭和保存。盆地内目前石油地质方面的资料还较少，从已有的资料推测，面积较大，生油条件较好的深坑井坳陷应是一个有含油远景的地区。

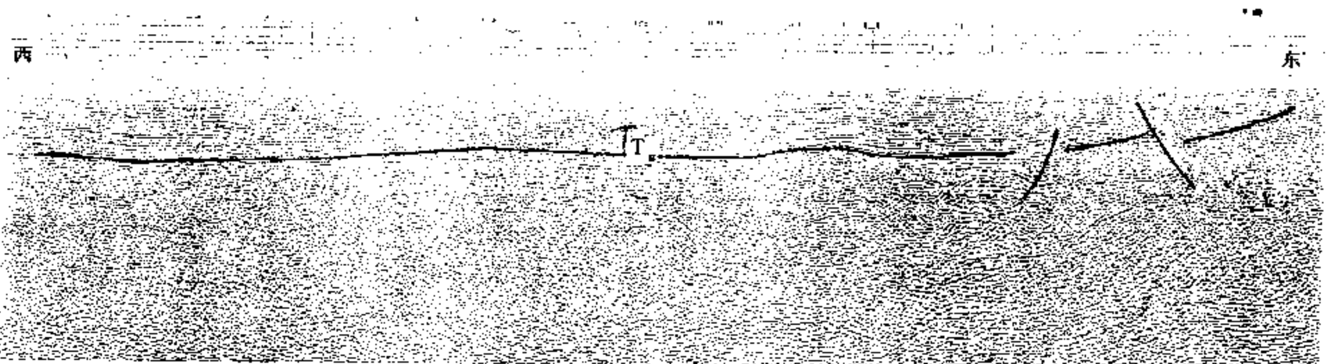


图 2-7-5　雅布赖盆地 Y_L87—166 地震测线剖面图

测线的平面位置见图 2-7-3

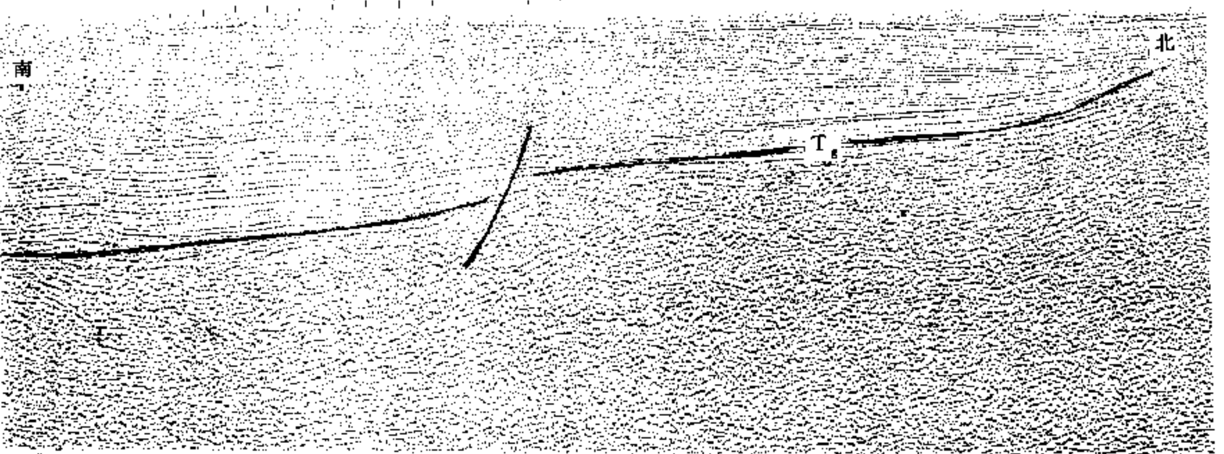


图 2-7-6　雅布赖盆地 Y_L87—117 地震测线剖面图

测线的平面位置见图 2-7-3

第八章　定 西 盆 地[1]

第一节　概　　况

定西盆地位于东经104°35′～106°30′，北纬35°10′～36°45′。北邻喀拉山、宝积山、崛峡山，南抵定西、会宁、庄浪，西部边界位于靖远—定西以西，东北以小水—隆德县连线和大关山褶皱带分隔。盆地呈北西向拉长的不规则三角形，面积1万平方公里。由于地表多被新生界覆盖，又未开展地震工作，盆地面积和边界范围都不很精确（图2-8-1）。

盆地早期勘探以煤田地质为主。1948年路兆洽、陈庚熊在靖远一带曾做过煤田地质调查。1958年，石油工业部银川石油勘探局104地质队在甘肃靖远、宁夏西吉一带开始石油地质普查，历时两年。1959年中国科学院兰州地质所在靖远进行石油地质调查，并编写了有关专题报告。1959～1965年甘肃省地质局先后完成了靖远、海原、定西、静宁、秦安等分幅的1∶20万区测任务。1963年，西北煤田地质局在靖远煤田做了大量地质普查工作。1966年，石油工业部银川石油勘探指挥部125地质队在盆地北缘井儿川—打拉池一带，地质部石油地质局综合研究队在陇西地区都曾做过石油地质调查。

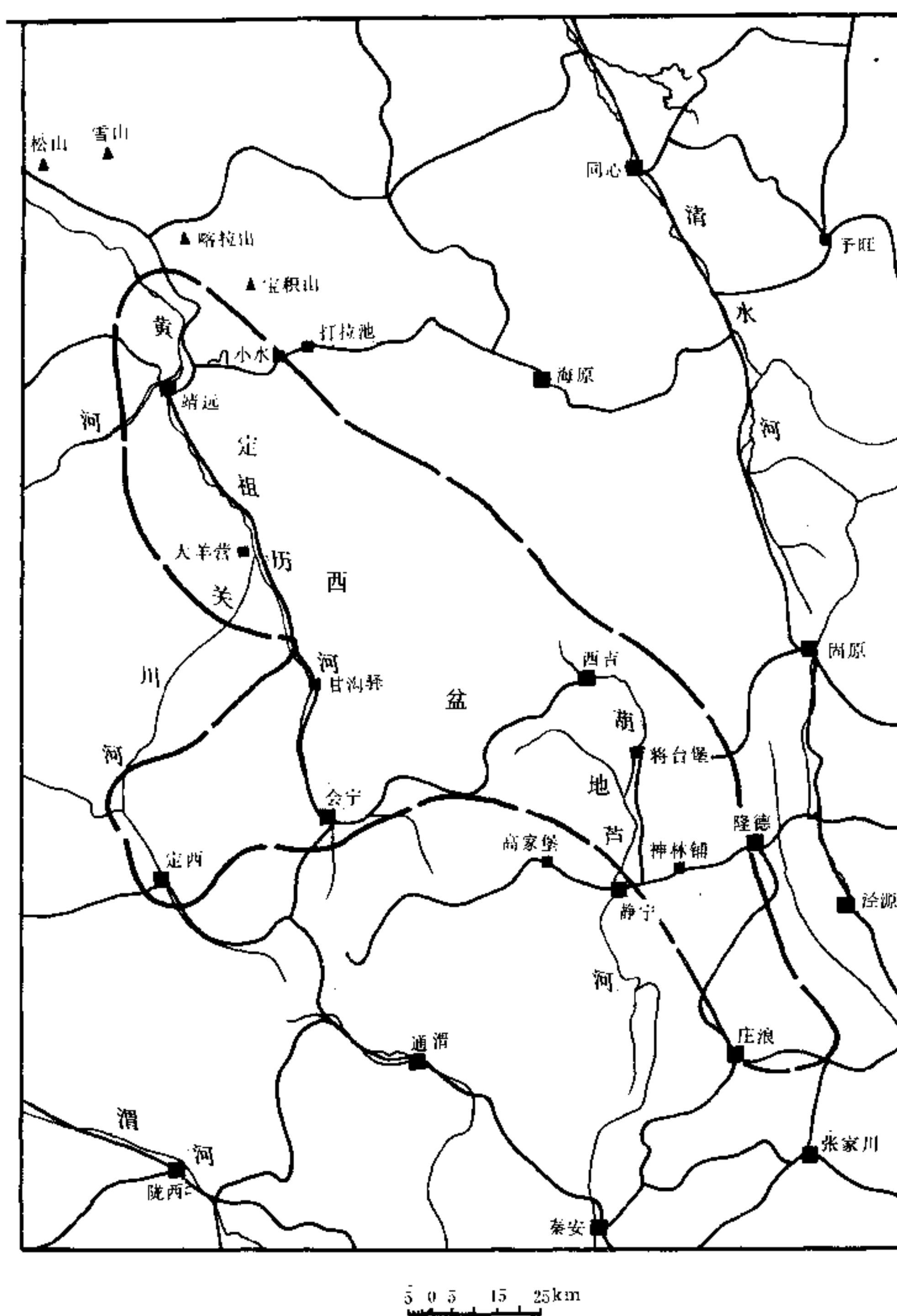


图2-8-1 定西盆地位置图

岩透镜体，厚2000米。产 *Sowerbyella* cf. *Sericea* (*sowerby*)丝绢小苏维伯贝（相似种）等腕足类化石。

中、上奥陶统分布基本和下奥陶统一致，但范围要小得多。岩性为硅质千枚岩、细碧凝灰岩夹硅质岩透镜体，厚度大于750米。

表 2-8-1　定西盆地区域地层表

界	系	统	群	组	段	代号	厚度(m)	主要地壳运动	岩性特征
新生界	第四系	全新统				Qh	12		冲积、洪积砾石，风积、坡积层
		更新统				Qp	90	喜马拉雅运动二幕	黄土、砂砾石、底部为角砾岩
	第三系					N	547~937		桔黄、土黄色砂砾岩夹灰黄色灰质粉砂岩
						E	>1000	燕山五幕	暗紫、棕紫红色砂砾岩
中生界	白垩系	下统		河口组		K_1h	292~717		中、上部棕紫色砂、泥岩互层，下部棕紫、暗紫红色砾岩、砂砾岩
	侏罗系	上统		享堂组		J_3x	313		灰白、浅灰绿色砂砾岩及灰绿、紫红色粉砂岩、砂质泥岩
		中、下统		窑街组		$J_{1-2}y$	141	印支五幕	上部灰、灰褐色泥页岩夹煤层，下部灰白色厚层砾岩夹石英砂岩
	三叠系	上统		南营尔组		T_3n	900	海西运动	灰绿色砂岩及深灰色泥、页岩夹煤线
上古生界	二叠系	上统		窑沟组		P_2y	397		紫红色厚层不等粒长石砂岩、含砾砂岩、粉砂岩，砂质泥岩的韵律层
		下统		大黄沟组		P_1d	125		上部紫红色凝灰质砂岩，下部灰黄、紫红色砂岩夹泥岩，底为灰白色砾岩
	石炭系	上统		太原组		C_3t	40		深灰色石灰岩夹同色泥岩和硅质岩
		中统		羊虎沟组		C_2y	400		深灰色泥页岩，灰、黑色石灰岩，泥灰岩与灰白色砂岩的交互层夹薄煤层
		下统		臭牛沟组		C_1c	280		灰色石灰岩，角砾状灰岩，灰白色砂岩夹深灰色页岩和煤线
	泥盆系	上统		烟突子组		D_3y	191~224		紫红、黄绿色砂砾岩及砂质泥岩
		中、下统		雪山组		D_1~D_2	2000	加里东运动	紫红色砂岩，砾岩，粉砂岩
下古生界	志留系	上、中统				S_{2-3}	>1400		上部结晶灰岩、凝灰千枚岩夹凝灰质砾岩，下部为砂砾岩
		下统		马营沟组		S_1m	>2000		灰、灰绿色变质砂岩夹千枚岩，变质凝灰岩
	奥陶系	上、中统				O_{2-3}	>750		硅质千板岩，细碧凝灰岩夹硅质岩透镜体
		下统				O_1	2000		上部灰绿色变质长石石英砂岩夹灰绿色板岩，下部灰绿色变质砂岩夹紫绿色细碧岩、灰绿色板岩、石灰岩透镜体
	寒武系	上、中统					>1364		中酸性—中基性火山岩夹石灰岩，砂岩，千枚岩
上元古界			海原群			Pt_3h	>2330		灰白色大理岩及绿色片岩

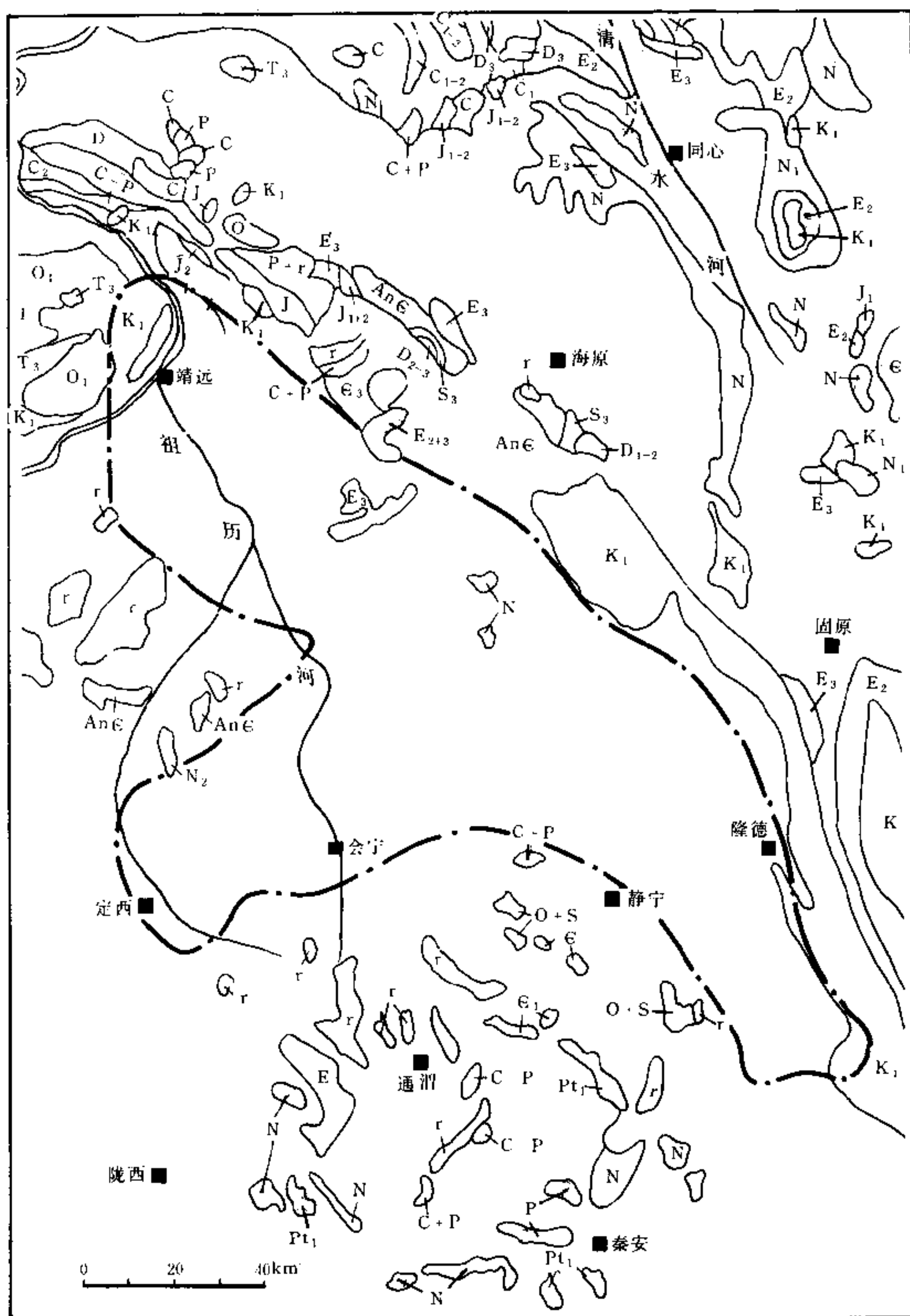


图 2-8-2 定西盆地简化地质图

3.志留系

下志留统马营沟组仅在静宁以西和南部有些出露。岩性为灰、灰绿色变质砂岩夹千枚岩、变质凝灰岩，有闪长岩岩脉侵入，厚度大于2000米。

中、上志留统主要分布在海原西和南部的老山中。上部为结晶灰岩、凝灰千枚岩夹凝灰质砾岩，下部为长石、石英砂岩、含砾砂岩、砾岩，厚度大于1400米。

三、上古生界

早古生代末期的加里东运动使北祁连地槽回返，形成区域性隆起和坳陷。当时静远东北宝积山一带长期位于坳陷的中心部位，接受了比较完整的从晚古生代到中、新生代的沉积。以下主要以该地区不同时期的岩性剖面分层进行简述。

1.泥盆系

中、下泥盆统雪山组　分布在静远西北的松山、雪山一带。为红色磨拉石建造的砂砾岩。产 *Drepanophychus* sp. 镰蕨（未定种），*Savlbardia* sp. 冷岸蕨（未定种），*Taeniocrada* sp. 带枝蕨（未定种）等植物化石，厚2000米左右，与下古生界变质岩呈不整合接触。

上泥盆统烟窦子组　分布在靖远东北的磁窑，西北的雪山一带。为紫红、黄绿色陆相砂砾岩、砂质泥岩的韵律层，厚191～224米。产 *Leptophloeum rhombicum* 斜方薄皮木等植物化石。与下伏地层呈不整合接触。

2.石炭系

主要分布在靖远东北的罗家川、磁窑、打拉池一带。为一套海陆交互相含煤及碳酸盐岩层系（为三次大的海侵所造成），厚度720米左右，生油岩系较为发育。与下伏地层在宝积山一带为假整合接触。会宁罐子峡一带厚200米左右，与下伏奥陶系或志留系为不整合接触。

下石炭统臭牛沟组在磁窑一带下部为灰色角砾状灰岩（一次海侵），紫红色细砂岩，厚100米；中、下部为灰色砂岩与石灰岩互层，厚48米；中、上部为紫红色粉砂岩夹灰色砂岩，厚82米；上部由灰白色石英砂岩向上变为深灰色页岩夹砂岩、粉砂岩、煤线及菱铁矿薄层，厚50米。该组总厚280米。产 *Kansuella* sp.甘肃贝（未定种），*Yuanophyllum* sp. 袁氏珊瑚（未定种），*Schuchertella* sp. 舒克贝（未定种）等化石。

中石炭统羊虎沟组　在磁窑、崛崆山一带，下部为灰、深灰色页岩、灰质页岩夹薄层石灰岩、煤层及菱铁矿层，底为一层石英砂岩，厚153米；中、下部为黑色燧石灰岩（二次海侵），厚76米；中、上部由灰白色石英砂岩与绿灰色页岩、石灰岩互层夹煤层，向上变为灰色泥灰岩及薄层石灰岩互层，厚93米；上部由灰色砂岩夹泥灰岩，煤线向上变为泥灰岩与石灰岩互层，夹灰白色砂岩（三次海侵），厚78米。产 *Gastnoceras* sp. 腹菊石（未定种），*Linopteris* sp.網羊齿（未定种），*Eleutherophyllam mirabile* (*Sternb*)锉木等化石。

上石炭统太原组　在盆地南、北部外围有零星分布，而且和二叠系相伴随，为深灰色石灰岩夹泥岩和硅质岩，厚40米。产 *Dictyoclostus taiyuanfuensis Grabao* 太原网格长身贝等腕足类化石。

3.二叠系

和石炭系的分布基本一致，主要是在靖远东北的磁窑、崛崆山等地。

下二叠统大黄沟组　在靖远的东北假整合于羊虎沟组之上。下部为灰黄、黄绿、紫红色凝灰质中—细粒砂岩、粉砂岩夹泥岩，底为灰白色厚层砾岩；上部为紫红色厚层状凝灰质砂岩。厚125米。自下而上颜色由杂色变为紫红色，颗粒由粗变细，上部交错层理发育；横向

岩性变化急剧，砂、砾岩相互递变。属河流相沉积。

上二叠统窑沟组　整合于大黄沟群之上。为紫红色厚层状不等粒长石砂岩、含砾砂岩、粉砂岩、砂质泥岩的韵律层，厚 397 米。属河流相、湖泊相沉积。

由于二叠系为河、湖沉积相，且具有明显的正韵律，因而发育了较好的储盖层。

四、中、新生界

晚古生代末期的海西运动使本区发生较大规模的造山运动，并奠定了盆地的雏形，从而广泛地接受了厚约 5000 米的中、新生界的沉积。新生界广布全区。中生界仅缺失中、下三叠统，余皆齐全，分布在靖远东北宝积山一带。

1.三叠系

中、下三叠统缺失。上三叠统南营尔组岩性为一套灰绿色砂岩、深灰色泥页岩夹煤线，砂岩具大型河成斜层理，物性好，属河流，湖泊相沉积。产 *Dunaenopsis fecunda* Halle 多实拟丹尼蕨，*Anisopsis wangjiashanensis* sp. nov. 王家山茴芹螺（新种）等化石。厚 900 米。

2.侏罗系

靖远东北宝积山一带和区域上该系不很一致，仍以宝积山剖面加以描述。

中、下侏罗统窑街组，晚三叠世末，盆地经历了强烈的构造运动（印支五幕），形成了宝积山开阔向斜，刀棱山背斜等构造的雏形。后期龙凤山断裂开始活动，并控制了中、下侏罗统的沉积。

刀棱山一带，窑街组下部为灰白色厚层砾岩夹石英砂岩；上部为灰色、灰褐色夹紫红色泥页岩及煤层，砂岩中具菱铁矿透镜体，厚 141 米。产 *Coniopipreris* cf. *hymenophylloides* Brongn 膜蕨型锥叶蕨，*Ferganoconcha sibirica* 西伯利亚费尔干蚌等化石。

与下伏地层为不整合或假整合接触。

上侏罗统享堂组和窑街组分布地区一致。岩性为灰白、浅灰绿色砂岩，灰绿色、紫红色粉砂岩、砂质泥岩组成的多层韵律层，底部为灰白色石英砂砾岩，厚 313 米。

区域上该层产 *Stellatochara yunnanensis* 云南星孔轮藻，*Ampiovalvuta suturalis* (Grabau)圆形大圆螺，*Lecopterocypris* sp. 狼星介（未定种）等化石。

3.白垩系

下白垩统河口组可与六盘山组在古生物上进行对比，但岩性及厚度仍有差别。本区下部（K_1^{1+2}）的棕紫色砾岩，中部（K_1^{3+4}）的紫红色泥质岩厚度均相对减薄，而上部（K_1^{5+6}）红层则比六盘山盆地同层增厚，总厚 292～717 米。产 *Drepanozamies* sp. 镰刀羽叶属（未定种），*Cladophlebis* sp. 枝脉蕨（未定种）等植物化石。与下伏地层为不整合接触。

上白垩统缺失。

4.第三系

发生在白垩纪末的燕山运动五幕使宝积山—刀棱山向斜北翼的次一级褶皱发育定型，同时，区内已存的断裂更为活化。

下第三系在靖远一带为暗紫、棕紫红色砂砾岩，厚 1000 米以上，属山麓相堆积。

上第三系下部为桔黄、土黄色砂砾岩夹石膏层，向上变为桔红色砂砾岩，厚 800 米左右；上部为土黄、灰黄色灰质粉砂岩夹砂砾岩，厚 547～937 米。

盆地外围该层产 *Charites* sp. 似轮藻（未定种），*Mastodon* sp. 乳齿象（未定种）等化石。上、下第三系之间为不整合接触。

5.第四系

第三纪末的喜山构造运动二幕对本区第四纪构造和沉积产生了较大的影响，首先使宝积山中生代褶皱带遭受断裂破坏，并形成新的、北西向的断裂和褶皱。

更新统为黄土、砂砾石，底部为钙质胶结的角砾岩。厚90米。

全新统为冲积、洪积砾石，风积、坡积层。厚12米。

第三节 构　　造●

定西盆地勘探程度很低，仅据已有的地质资料，暂将该盆地分为三个构造单元，即中生界褶皱带、第三系褶皱带和南部向斜（图2-8-3）。

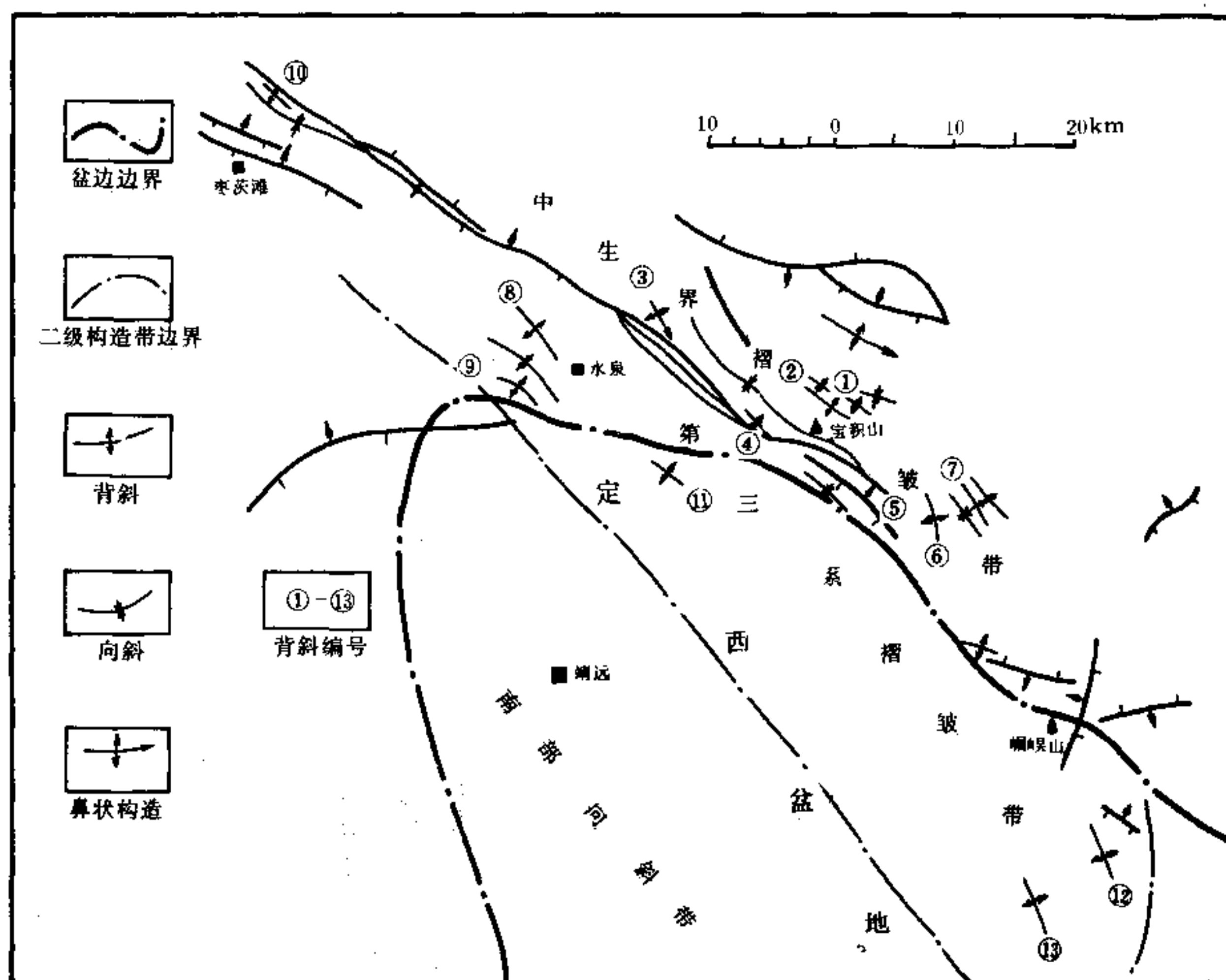


图2-8-3　定西盆地西北部及外围地区构造纲要图

图上背斜编号详见表2-8-2～2-8-4

一、中生界褶皱带

●地质部石油地质局综合研究队，1966，陇西地区石油地质踏勘报告。

位于盆地北部，北西—南东走向。由以下局部构造和断裂组成。

1.局部构造

共发现背斜 7 个（表 2–8–2）。

表 2–8–2　定西盆地中生代背斜构造数据表

名　称	序号	位　置	轴　向	组成地层	轴长（km）		两翼产状		备　注
					长	短	东北	西南	
高圈子背斜	①	宝积山—刀棱山向斜东北翼	NW	T_3	4	较狭窄			向东南倾没，其东北有一 EW 向背掌山向斜
花石乱山背斜	②	高圈子背斜西南	NWW	T_3	6	狭窄			其东北为花石乱山向斜
喀拉山鼻状背斜	③	宝积山—刀棱山向斜西南	NW	核部:O 翼:T_3.K_1	3~4				向东南端倾没
刀棱山背斜	④	宝积山—刀棱山向斜西南	NWW	T_3–J	2	1	44°	55°	J_{1-2}、T_3 背斜相迭，二者之间不整合
红山梁背斜	⑤	刀棱山背斜东	NWW	J–K	10	狭窄			被 NWW 向党家山断裂破坏厉害
龙凤山背斜	⑥	打挖池北 3 公里	NWW	T_3	3.2	较开阔	10°~15°	30°~40°	
下庄背斜	⑦	打挖池北 5 公里	NW	J	2.7	较开阔	14°~37°	35°~60°	

2.断裂

该构造带共发现主要断裂 4 条，均为逆断裂。各断裂要素参见表 2–8–3。

表 2–8–3　定西盆地中生代褶皱带断裂数据表

名　称	位　置	走　向	断过地层	延伸长度（km）	性　质	备　注
水泉尖山—大水头断裂群		NWW	O、D、C、T_3、J、K、R	大于 70	逆断，倾向 NE，倾角 70°，长期活动	
黄家窑南断裂	打拉池 EN13km	NW70°	O、J	23	逆断，倾向 SW，倾角 70°	
龙凤山西逆断裂	打拉池 NW12km	NE25°~30°	O、C、P、T_3	9	逆断，SE 倾，倾角 55°	控制 J_{1-2} 煤盆地
龙凤山南逆断裂	打拉池 NW	NWW	O、T_3、J、K_1	13	逆断，NE 倾，倾角 55°	

二、第三系褶皱带

位于盆地内中生代褶皱带以南，走向与其平行，顺盆地伸长方向，并于西北方向越出盆地范围。

1.局部构造

第三系褶皱带共发现背斜构造 6 个，其中 3 个位于盆地内部。各背斜要素参见表 2-8-4。

表 2-8-4　定西盆地第三系褶皱带背斜数据表

名　　称	序号	位　　置	轴向	组成地层	轴长（km）		两翼产状		备　　注
					长	短	东北	西南	
大黄沙湾东北背斜	(8)[1]	靖　远 NNW 27km	NW	N	6.5	3	50°～85°	40°～60°	东南端倾没，西北端尚不明
大黄沙湾东南背斜	(9)	靖　远 NNW 24km	NWW	N	4	1.5	30°～57°	29°～37°	东南端倾没，西北端尚不明
松山南背斜	(10)	枣茨滩北 7km	NW	N	4	1～1.5	24°～35°	34°～75°	东南端倾没，西北端被 NWW 向断裂所切
东湾北背斜	(11)	靖　远 NWW 15km	NW	N	不详	2	13°～17°	14°	东南端倾没，西北端不明
白崖子东北背斜	(12)	郭城驿 EN 34km	NWW	E_2	8	4	15°	15°	
白崖子西南背斜	(13)	郭城驿 EN 27km	NW	E_3	6	3-4	15°	15°	

① 表中局部构造序号与图 2-8-3 相对应。

2.断裂

第三系褶皱带内共发现断裂 2 条，均为逆断裂。各断裂要素参见表 2-8-5。

表 2-8-5　定西盆地第三系褶皱带断裂数据表

名称	位置	走向	断过地层	延伸长度(km)	性　质	备注
常山绕村南断裂	枣茨滩 NW 6km	NW75°	N_1	大于 7	逆断，倾向 NE，倾角 73°	
小坝滩北断裂	枣茨滩 NW 3km	NW55°～60°	北边 D—P 南边 E、N	大于 17	逆断，倾向 NE，倾角 55°～73°	

三、南部向斜

南部向斜占盆地面积的大部分，产状平缓，向斜开阔，由第三系组成，推测轴向为北西

向。因大面积被第四系所覆盖，作的工作甚少，知之不多。

第四节 生储油层

一、生油条件

根据前人在定西盆地工作所取得的钻孔和地面地质资料，初步认为该盆地有三套可能生油岩系（表2–8–6）：

1.中石炭统靖远组和羊虎沟组

具暗色泥岩、煤层及沥青质灰岩。1959年中国科学院兰州地质所在磁窑一带石油地质调查中，在此套地层所夹石灰岩中见荧光、有油味。

2.中、下侏罗统窑街组

上部为油页岩段，连同灰绿、灰黑夹紫红色泥岩及泥灰岩，厚约100米。

3.下白垩统河口组

底部30～70米为黄绿、深灰色页岩互层，含丰富的鱼、叶肢介、瓣鳃、腹足类化石。泥岩中见黄铁矿。具有一定的生油能力。

表2–8–6 定西盆地北部生油分析数据表

剖面	地层	标本号	有机碳(%)	S^{2-}(%)	Fe^{3+}(%)	Fe^{2+}(%)	Cl^-(ppm)	总硫(%)	pH值
黑水沟上游	石炭系	M_{32}	1.22	0.04	0.11	0.07	66.11	0.06	4
		M_{33}	1.92	0.05	0.14	0.05	324.77	0.05	4.6
		M_{35}	2.80	0.07	0.14	0.09	35.49	0.07	4.7
		M_{37}	2.45	0.05	0.07	0.09	75.28	0.05	5.3
刀棱山	侏罗系	M_{45}	0.57	0	0.99	0.28	159.76		7
		M_{47}	0.83	0.07	1.11	0.90	77.43		6.9
		M_{49}	1.51	0.03	1.07	1.05	366.71		6.9
		M_{50}	0.52	0.04	0.25	0	26.89		6.9
罗家川南	下白垩统	M_{89}	0.41	0.06	1.23	2.94	16.53		7.6
		M_{91}	2.61	0.11	0.78	0.99	22.04		7.6
		M_{93}	0.32	0.02	1.19	2.54	115.69		7.6

二、储油条件

由于对盆地生油条件的研究不够系统全面，对储集条件则更未涉足。现仅根据沉积剖面初步分析认为：在靖远、羊虎沟组生油层内所夹之砂岩、窑街组生油层内及上部所夹之厚层砂岩都可作为储集层。至于下白垩统生油层段之上，物性好的砂层更为发育。所以，相对生油条件来说，盆地的储集条件要更乐观一些。

第五节 含油远景

截止目前，定西盆地只作过一些极为零星、初步的石油地质调查工作，要对含油远景做出准确评价为时尚早，现仅就油气勘探条件分析如下:

定西盆地油气勘探的有利条件是，盆地的面积较大，约有10000平方公里，中生代以来至燕山运动晚期，沉积比较连续，沉积岩厚度达5000米，为盆地内油气生成提供了较好的条件。初步分析有生、储油岩系存在，局部构造也比较发育等。但生油岩的厚度不大，有机质丰度较低，主要生油层下白垩统的生油条件不如东部的六盘山盆地。同时，两个盆地共同特点是生油岩成熟度较低，为此，前人曾对本区做过否定的结论。另外，从已有资料来看，盆地的构造形成期和生油期匹配不够理想。中生代形成的局部构造历经强烈的燕山运动遭受了破坏，而第三纪形成的构造又晚于早白垩世生油期。

由于盆地内各构造单元地质条件不同，含油远景也有差别: 北部宝积山中生界褶皱带: 生储油岩系已大部分暴露地表。同时构造遭受破坏严重，这从该区钻煤孔中侏罗，白垩系从未见油气显示便可证明，因此已无勘探价值。

枣茨滩—东湾—崐峣山南第三系褶皱带: 该带局部构造发育，据盆地周缘山系出露地层推测，该带北部深埋的石炭系生油岩系具有一定的生油能力，如遇断层勾通油源，则可形成一定规模的油气聚集。

宝积山及靖远以西: 有下白垩统湖相沉积的生油层分布，下白垩统上部、第三系也不乏储盖层; 同时，近邻的枣茨滩—崐峣山南第三系褶皱带局部构造也较发育。因而，含油远景较好。

盆地南部，由于第三系直接覆盖于下古生界或更老地层之上，其间沉积地层很薄或根本缺失，因而远景较差。

第九章　外围盆地勘探方向

第一节　外围盆地特点

如前所述，鄂尔多斯外围盆地主要有8个，均为小型沉积盆地，一般面积1～2万平方公里，其中较大的河套盆地及银根盆地有4～5万平方公里，8个盆地的总面积17.1万平方公里，只相当于鄂尔多斯盆地面积的三分之二。

外围盆地有如下几个特点：

1.多数为断陷盆地

外围盆地多数为中新生代断陷盆地，大断层为边界，由于盆地两侧沉降幅度差异明显，使沉积中心偏于一侧形成箕状。盆地形成于晚中生代—新生代，如河套、银川、渭河、巴彦浩特等盆地。少数为挤压型盆地，产生于剪切挤压应力，逆冲推覆体构造发育，如六盘山盆地，银根盆地也可能具有这种挤压性质。

2.盆地下陷深、沉积厚，具有一定生油条件

这些盆地下陷较深，主要沉积层为下白垩统—第四系，个别还有古生界，如巴彦浩特盆地、六盘山盆地及定西盆地。沉积岩的厚度均较大，一般为4000～5000米，渭河盆地可达7000米。这些巨厚的沉积岩中均发育一定厚度的生油岩，比较明确的如巴彦浩特盆地的石炭系、河套盆地的下白垩统及下第三系和六盘山盆地的下白垩统等。有些盆地现已发现油流或多处油苗（表2–9–1）。

表2–9–1　鄂尔多斯外围盆地勘探概况表

盆地名称	盆地面积(10^4km^2)	沉积岩厚度(m)	油气源层系	储集层		勘探概况	油气情况
				层系	岩性		
河套	4.0	3000～15000	K_1、E_{2+3}	K_1、E_3	砂岩	地震达普一详查，钻参数井9口预探井2口	见油流
银川	0.7	>4000	E_3（可能）		砂岩	地震概—普查、钻参数井3口	
六盘山	1.4	3000～7000	已知：K_1 可能：C、J	K_1	砂岩	钻参数井2口，中—深探井4口	地面油苗多处，钻井见油
渭河	2.0	3000～6000				地震普查、钻井28口，其中15口>2000m	
巴彦浩特	1.8	2000～6000	C_2	C_2	砂岩为主	地震概—详查钻参数井2口、探井1口	巴参2井C_2砂岩含油气
银根	5.4	2000～5000	可能：K_1	K_1	砂岩	局部地震概查	
雅布赖	0.8	2000～4000	可能：K_1			地震概查	
定西	1.0	5000				地震概查	
合计	17.1						

3.局部构造较发育

在这些外围盆地中，一般局部构造较发育，如河套盆地临河坳陷的中央凸起区、六盘山盆地的海源坳陷、银川盆地的银川坳陷，均已发现较多局部构造。其他如巴彦浩特、银根、雅布赖等盆地或经地面调查，或经地震勘探，也均发现有局部构造。

4.多数盆地勘探程度较低

这些外围盆地勘探程度都很低。其中河套、六盘山、渭河盆地勘探程度稍高。巴彦浩特、银川盆地次之。银根、雅布赖、定西盆地最低。今后应逐步开展勘探，加强综合研究认识其含油气性。

第二节　各盆地含油气远景评价

一、油气资源潜力

河套、巴彦浩特、六盘山等三个盆地已初步进行资源评价，银川、银根、雅布赖、定西、渭河等五个盆地，因勘探程度较低，仅对其中一些有远景地区进行了初步评价。八个盆地估算石油资源量大体相当于鄂尔多斯盆地的一半，其中有二分之一分布在河套盆地，其次为六盘山和巴彦浩特盆地。

二、各盆地排队评价

河套、六盘山与巴彦浩特盆地，生储油层基本明确，并已发现油流或广泛的含油气显示。银根、雅布赖、定西盆地，虽勘探程度很低，但就已知的石油地质条件看，它们的含油远景是不可忽视的。除渭河与银川盆地，虽勘探程度相对较高，但油气源岩层的问题尚未证实。因此，它们的含油气远景尚不够明确外。根据目前掌握的石油资源与勘探开发条件，可将这些盆地分二级：

一级有四个盆地，即巴彦浩特、六盘山、河套与银根盆地。

1.巴彦浩特盆地

已明确中石炭统是生油岩系，中、下侏罗统是有希望的生油层系。东部坳陷中的锡林、赛力克凹陷与南部坳陷中的查汗凹陷，预计是石炭系发育地区。也可能有中、下侏罗统分布，应是最有利的含油气地区。但1990年完钻的锡1井未见任何油气显示。东部斜坡带与中央隆起东侧也认为是含油有利地带。

2.六盘山盆地

下白垩统六盘山组之第四、五段是已知生油层系，油苗广泛分布。盆地南端的泾源一带，下白垩统有机质成熟度高。北部的海原坳陷，下白垩统有好的储集相带，并有众多的局部构造，加上下伏的侏罗系与石炭系两套潜在含油岩系，应是有利的勘探地区。

3.河套盆地

以临河坳陷最为有利，下第三系与下白垩统两套油源岩都已成熟，钻井中也发现少量油流。其中中部隆起和南部凹陷是有利地区。其西的吉兰泰坳陷，以石炭系为目的层，也是有远景的地区。

4.银根盆地

海力素坳陷中之查干德勒苏与乌力吉两个凹陷，其地质背景和区域构造均可与其东部毗邻的二连盆地相类比。特别是下白垩统巴音戈壁组生油条件好，是该盆地最有利的目的层。

二级有两个盆地，即雅布赖与定西。这两个盆地至今尚未钻井，认识程度很差。

第三节　各盆地的勘探方向

各盆地的勘探方向已经基本明确，今后对一级盆地，以有利坳陷或凹陷为主攻方向；二级盆地区别对待，雅布赖、定西盆地勘探程度较低，应加强区域综合勘探。银川、渭河盆地有一定勘探程度，应深入综合研究，找出主要问题，然后有针对性地安排相应的勘探工作。

巴彦浩特盆地要继续进行全盆地的区域勘探，加强对三个有利凹陷、东部斜坡和中央隆起东段的地震勘探工作，及早准备圈闭，并应有少量钻达下古生界的探井，进一步了解石炭系含油气性。

六盘山盆地应以海原坳陷为重点，首先开展地震工作，对有利构造进行预探，虽主要目的层为白垩系，但有的井应钻至侏罗系和石炭系，以了解该两层系含油气性。

河套盆地应以临河坳陷为重点，首先在中部凸起及南部凹陷开展地震详查，优选少量预探井位，进行钻探，以期尽早突破出油关。另外在吉兰泰坳陷应安排 1～2 口参数井，以了解石炭系的含油气性。

银根盆地应尽早在查干德勒苏与乌力吉凹陷开展地震和参数井钻探。

雅布赖、定西盆地首先应开展地面地质调查，与化探及各种地球物理综合勘探，在此基础上，钻参数井了解生储油条件。

银川、渭河盆地，除进行综合研究予以进一步评价外，对银川盆地的银川凹陷，要继续做些地震与钻井，以了解第三系的含油气远景。

总之，本区八个盆地的勘探程度差别较大，有利条件与问题并存。展望前景，油气资源潜力大，相信今后随着工作的不断深入以及新技术的推广应用，必将会有新的发现。

参 考 文 献

本篇编写均用内部资料